



РЕШЕНИЕ

№ Ц-19

от 01.07.2022 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 01.07.2022 г., след като разгледа заявления с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2022 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, вх. № Е-13-41-42 от 31.03.2022 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, вх. № Е-13-62-19 от 31.03.2022 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД, вх. № Е-13-47-14 от 31.03.2022 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД, вх. № Е-13-262-34 от 31.03.2022 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2022 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-273-45 от 30.03.2022 г. от „Електроразпределение Север“ АД, вх. № Е-13-46-16 от 30.03.2022 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-5 от 31.03.2022 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-4 от 31.03.2022 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2022 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ АД, вх. № Е-14-34-3 от 01.04.2022 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД и вх. № Е-14-09-4 от 01.04.2022 г. от „Топлофикация-Русе“ АД, писмо с вх. № Е-13-09-1008 от 18.05.2022 г. от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, писмо с вх. № Е-13-77-1002 от 13.05.2022 г. от „ЕСП Златни пясъци“ ООД, допълнителна информация, постъпила с писма с вх. № Е-13-62-8 от 26.04.2022 г., вх. № Е-13-62-1014 от 13.05.2022 г. и вх. № Е-13-62-1051 от 16.06.2022 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД, вх. № Е-13-262-1018 от 18.05.2022 г. и вх. № Е-13-262-1051 от 20.06.2022 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-273-1029 от 20.05.2022 г. и вх. № Е-13-273-1079 от 20.06.2022 г. от „Електроразпределение Север“ АД, вх. № Е-13-09-1010 от 21.06.2022 г. от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД и вх. № Е-14-33-2 от 05.05.2022 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ АД, събраните данни и доказателства от проведените на 02.06.2022 г. открито заседание и на 07.06.2022 г. обществено обсъждане, установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 1, 6, 9, 10, 13 и 17 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежат цените: по които производителите в рамките на определената им от Комисията разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ продават електрическа енергия на обществения доставчик; по които общественият доставчик продава на крайните снабдители изкупената на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ електрическа енергия; по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа, на ниво ниско напрежение; за достъп и/или за пренос до/през електропреносната мрежа; за достъп и/или за пренос до/през електроразпределителните мрежи и „цената за задължения към обществото“, съставляваща цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсирани на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: за компенсирани на невъзстановяеми разходи и разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото.

Според чл. 35, ал. 2, т. 3 и т. 3а от ЗЕ за произтичащи от наложени задължения към обществото се приемат разходите от задължения за изкупуване на електрическа енергия на

преференциални цени по чл. 162 от ЗЕ и по чл. 31 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ), както и разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ.

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, Комисията определя премии, като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин (чл. 33а от ЗЕ).

Комисията определя на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) с обща инсталирана мощност от 500 kW и над 500 kW премии, като разлика между определената до влизане в сила на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.) преференциална цена, съответно актуализирана преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник – § 28, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.).

По силата на чл. 36б, ал. 1 от ЗЕ Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС, Фонда) управлява средствата за покриване на разходите, извършени от обществения доставчик, произтичащи от задълженията му по чл. 93а и 94 от ЗЕ, както и на разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ.

В контекста на чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., за целите на определянето на елемента на цената за задължения към обществото – премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. Според чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи.

Предвид горното, за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

Назначената със Заповед № 3-Е-1043 от 16.05.2022 г. на председателя на КЕВР работна група е извършила анализ на данните, съдържащи се в подадените от енергийните дружества заявления и постъпилите допълнителни писма. Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-1501 от 23.05.2022 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 128 от 27.05.2022 г., т. 3. В изпълнение на разпоредбата на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 47 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) е проведено открито заседание на 02.06.2022 г. На основание чл. 48 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 138 от 03.06.2022 г., т. 2 е приела проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“, който е подложен на 07.06.2022 г. на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ.

Във връзка с проведеното открито заседание от енергийните дружества са постъпили становища и възражения, както следва: с вх. № Е-13-01-1005 от 02.06.2022 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, с вх. № Е-13-41-1029 от 02.06.2022 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, с вх. № Е-13-62-1038 от 02.06.2022 г. и вх. № Е-13-62-1050 от 14.06.2022 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД, с вх. № Е-13-47-1014 от 02.06.2022 г. и вх. № Е-13-47-1020 от 15.06.2022 г. от „Електрохолд Продажби“ АД, с вх. № Е-13-262-1038 от 02.06.2022 г. и вх. № Е-13-262-1038 от 17.06.2022 г. от „Електроразпределение

Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-49-1006 от 02.06.2022 г. и вх. № Е-13-49-1006 от 16.06.2022 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-1070 от 02.06.2022 г. от „Електроразпределение Север“ АД, с вх. № Е-13-46-1013 от 02.06.2022 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, с вх. № Е-13-12-1004 от 02.06.2022 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, с вх. № Е-14-33-2 от 02.06.2022 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ АД, с вх. № Е-14-34-2 от 01.06.2022 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД и с вх. № Е-14-09-1004 от 02.06.2022 г. от „Топлофикация-Русе“ АД, които Комисията е разгледала и обсъдила по-долу в мотивите на настоящото решение.

Във връзка с проведеното обществено обсъждане са постъпили становища и възражения от заинтересовани лица, както следва:

С писма с вх. № Е-04-64-1005 от 02.06.2022 г. и вх. № Е-04-64-1006 от 16.06.2022 г. Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ е представил становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

ФСЕС обръща внимание, че Комисията не е предвидила разходи на Фонда за покриване на разликата между реално изплатените премии на „Топлофикация – Разград“ АД и „Топлофикация – Плевен“ АД за периода 01.07.2019 г. – 31.03.2020 г. и дължимите премии съгласно приетите от Комисията Решение № Ц-11 от 16.03.2022 г. и Решение № Ц-12 от 16.03.2022 г. след отмяната на Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. в частта за горните две дружества.

Посочва също, че в доклада не са одобрени средства за обезпечаване на разходи на ФСЕС за компенсиране на недовзета помощ по Наредба № Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г. за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници, на „Етем България“ ЕАД за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. в размер на 148 546,12 лв. и на „Девня Цимент“ АД за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. в размер на 97 412,53 лв.

Според ФСЕС през последните месеци се наблюдава значително нарастване на производството на електрическата енергия от ВИ, както и голям брой въведени в експлоатация малки фотоволтаични централи. В тази връзка и предвид факта, че от действащия ценови период остават още два месеца, Фондът очаква реалните разходи на НЕК ЕАД за закупена електрическа енергия от ВИ с обща инсталирана мощност по-малка от 500 kW да надхвърлят с до 12 млн. лв. предвидените в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. прогнозни такива в размер на 47 894 хил. лв.

ФСЕС обръща внимание, че в доклада на Европейската комисия относно резерва за пазарна стабилност се предвижда редукция на количествата на тържните квоти от 01.09.2022 г. до 31.12.2022 г. с близо 33% или с 2 343 500 квоти по-малко от предвидените в действащия тържен календар за 2022 г. в размер на 16 024 000 квоти, в резултат на което очаква за предстоящия ценови период с 366 млн. лв. по-малко приходи от продажба на квоти от прогнозираните в доклада при средна прогнозна цена от 80.00 €/квота.

В допълнение Фондът предлага Комисията на основание чл. 21, т. 17а от ЗЕ да утвърди разходи за лихви по чл. 36б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ в размер на до 10 млн. лв. за предстоящия ценови период.

По отношение на компенсациите на обществения доставчик, Комисията е изложила аргументи по-долу в т. IV от мотивите на настоящото решение. Останалите искания на ФСЕС КЕВР приема за основателни. Относно опасенията за намалени приходи вследствие на редукция на количествата на тържните квоти от 01.09.2022 г. до 31.12.2022 г., аргументи са изложени в т. V от мотивите на настоящото решение.

С писмо с вх. № Е-04-04-1007 от 07.06.2022 г. Омбудсманът на Република България е представил становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

Омбудсманът изразява несъгласие с липсата в доклада на анализ и съответно на извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването) по чл. 38, ал. 4, т. 2 от НРЦЕЕ. Подчертава, че съгласно чл. 3, ал. 5 от НРЦЕЕ

Комисията определя показатели за качество на енергията и качество на обслужването именно за целите на ценовото регулиране и постигането на всеки от целевите показатели е мярка за цялостното изпълнение на лицензионната дейност от енергийното предприятие. Не споделя мотивите на КЕВР, че по данни на електроразпределителните дружества за показателите за качество на енергията и качество на обслужването не се установяват отклонения от целевите стойности, които могат да бъдат приети за допустими. В тази връзка, според омбудсмана не е налице подобрение в качеството на услугите, тъй като е сезиран с жалби срещу електроразпределителните дружества, които са основно за лошо качество на доставяната електрическа енергия, чести прекъсвания, ниско захранващо напрежение, аварии по електроразпределителната мрежа и др. Посочва, че докато за 2020 г. са регистрирани 293 жалби относно нарушения в електроснабдяването, то за 2021 г. броят на постъпилите оплаквания е 1 305.

Омбудсманът посочва, че до момента липсва информация от регулатора дали са извършени проверки на всички електроразпределителни дружества относно реално извършените инвестиции и разходите за амортизации на въведени в експлоатация активи, въпреки че за 2022 г. такива проверки са предвидени съгласно годишния доклад на КЕВР за 2021 г.

Комисията приема горните възражения за неоснователни. Електроразпределителните дружества са предоставили данни за показателите за качество на енергията и показателите за качество на обслужването, от които се установява, че по отношение на съответните лицензионни територии – в тяхната цялост, не са налице отклонения от допустимите целеви стойности на тези показатели, като в тази връзка КЕВР счита, че е обосновано въвеждането на нов механизъм за индивидуално компенсирание на клиентите, при установяване на отклонения от стандарта, вкл. и чрез въвеждане в общите условия по чл. 104а от ЗЕ на задължения за електроразпределителните дружества да заплащат неустойка на клиент, при установено по надлежния ред отклонение от допустимите показатели за качество на електрическата енергия. КЕВР счита такъв подход за справедлив, тъй като така се обезщетяват само засегнатите потребители, а не всички, в т.ч. и тези, при които не се наблюдава влошено качество. През предходната година, по всички жалби на потребители, свързани с ниско напрежение, са извършени проверки и е изискано монтиране на уреди за проверка на качеството. За установените случаи на нарушение на Методиката за отчитане изпълнението на целевите показатели за качество на електрическата енергия и качество на обслужването на разпределителните предприятия и обществените снабдители/крайни снабдители са съставени и връчени актове за установяване на административни нарушения, във връзка с които председателят на КЕВР е издал наказателни постановления за налагане на имуществени санкции в общ размер 540 хил. лв. Жалбите за лошо качество срещу „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД през 2021 г. са 30% (133 бр.) от получените в КЕВР общо 457 бр. и значително повече от тези срещу „Електроразпределение Север“ АД (62 бр.) и срещу „Електроразпределение Юг“ ЕАД (36 бр.). В тази връзка, за 2022 г. КЕВР планира извършване на проверка на предприетите мерки и постигнатите резултати в изпълнение на задължителните указания, дадени на „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД през 2021 г. Ще продължи и практиката за проверка с мрежови анализатори в точките на присъединяване на жалбоподателите. Повишава се и броят на жалбите срещу чести изключвания на напрежението. В повечето случаи изключванията са непланирани, което е следствие от лошо състояние на електрическите съоръжения, особено на въздушните електропроводи средно и ниско напрежение. За всички такива случаи КЕВР уведомява МЕ за предприемане на действия по компетентност по реда на Наредба № 9 от 9 юни 2004 г. за техническата експлоатация на електрически централи и мрежи.

Във връзка с твърдяната липса на информация за резултатите от извършените проверки на всички електроразпределителни дружества за реално извършените инвестиции и разходите за амортизации на въведени в експлоатация активи, следва да се има предвид, че Комисията е извършила следните проверки:

– Планова проверка на „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-135-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. За резултатите от проверката е изготвен Констативен протокол № Е-3 от 06.06.2022 г. и доклад с вх. № Е-Дк-1594 от 24.06.2022 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 168 от 29.06.2022 г., т. 3. В хода на проверката не са констатирани нарушения на лицензия № Л-135-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. На дружеството не са дадени задължителни предписания.

– Планова проверка на „Електроразпределение Юг“ ЕАД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-140-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. За резултатите от проверката е изготвен Констативен протокол № Е-4 от 06.06.2022 г. и доклад с вх. № Е-Дк-1592 от 24.06.2022 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 168 от 29.06.2022 г., т. 2. В хода на проверката не са констатирани нарушения на лицензия № Л-140-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. На дружеството не са дадени задължителни предписания.

– Планова проверка на „Електроразпределение Север“ АД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-138-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. За резултатите от проверката е изготвен Констативен протокол № Е-5 от 06.06.2022 г. и доклад с вх. № Е-Дк-1593 от 24.06.2022 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 168 от 29.06.2022 г., т. 4. В хода на проверката не са констатирани нарушения на лицензия № Л-138-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. На дружеството не са дадени задължителни предписания.

С писмо с вх. № Е-04-05-3 от 02.06.2022 г. Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори (БФИЕК) е представила становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

По отношение на цените за снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител БФИЕК отбелязва, че е крайно време социалната политика на страната да престане да бъде провеждана чрез ценообразуването в енергетиката. Посочва, че не всички потребители на регулирания пазар са социално уязвими, а от друга страна, клиентите от уязвимите групи, които не са били в състояние да заплащат ползваната електрическа енергия досега, няма да са способни да го правят и в бъдеще, което създава неравнопоставеност между самите битови клиенти. Същевременно, цената за регулирания пазар ще се кроссусубсидира пряко или непряко от свободния пазар все повече. Счита, че подценените цени на електрическата енергия на регулирания пазар не предлагат стимул за подобряване на енергийната ефективност в домакинствата, които са вторият най-неефективен сектор след сектор „Услуги“, дори отбелязвайки влошаване на показателите според данни на АУЕР. Освен това, предвиденото увеличение на цената за клиентите на регулиран пазар не кореспондира с действителното повишаване на цените електрическата енергия на свободния пазар, което за периода м. юли 2021 г. – м. май 2022 г., с отразяване на компенсациите от Министерски съвет, е около 29%.

По отношение на определянето на енергийния микс за регулирания пазар БФИЕК посочва, че значителното повишаване на квотата на АЕЦ „Козлодуй“ неизбежно ще повлияе на предлагането на свободния пазар, увеличавайки дефицита на базова мощност, особено в критичните зимни месеци. Счита, че този подход е погрешен с мотива, че по този начин пряко се влияе на предлагането на свободния пазар и се засилва кръстосаното субсидиране. Завишаването на квотата на АЕЦ „Козлодуй“ за регулирания пазар ще принуди централата да търси по-висока възвръщаемост от свободния пазар за сметка на потребителите там, а неравномерните месечни квоти биха затруднили формирането на равномерни 6- и 12-месечни базови продукти. Според БФИЕК осигуряването на балансирано изменение на цените за крайните клиенти не следва да се тълкува единствено като отнасящо се до клиентите на регулирания пазар, тъй като определянето от страна на Комисията на разполагаемост на

производители за регулиран пазар има пряко отражение на предлагането на свободен пазар, съответно и на ценообразуващите механизми там. По този начин се създава неравнопоставеност между отделните категории клиенти.

БФИЕК предлага да бъде определена квота за регулиран пазар и на ТЕЦ „Марица изток 2“, която да замени част от квотата, определена на ядрената централа. В тази връзка разглежда два варианта – намаляване на предвидената квота на АЕЦ „Козлодуй“ със 100 MW месечно, съответно с 200 MW месечно. При първия вариант общата квота на АЕЦ „Козлодуй“ ще стане 4 117 200 MWh, ТЕЦ „Марица изток 2“ ще има квота от 876 000 MWh, средната покупна цена на обществения доставчик ще нарасне от 217,81 лв./MWh на 234,28 лв./MWh или със 7,56%, а миксовата цена за клиентите на регулиран пазар ще нарасне от 81,90 лв./MWh на 94,74 лв./MWh или с 15,7%. При втория вариант общата квота на АЕЦ „Козлодуй“ ще стане 3 241 200 MWh, ТЕЦ „Марица изток 2“ ще има квота от 1 752 000 MWh, средната покупна цена на обществения доставчик ще нарасне от 217,81 лв./MWh на 250,76 лв./MWh или с 15,12%, а миксовата цена за клиентите на регулиран пазар ще нарасне от 81,90 лв./MWh на 114,10 лв./MWh или с 32,2%. И при двата варианта няма да се наложи компенсиране на разходите на обществения доставчик и няма да се измени предвиденият от КЕВР приходно-разходен баланс на ФСЕС спрямо представения в доклада, тъй като изчислената от КЕВР цена на ТЕЦ „Марица изток 2“ от 328,11 лв./MWh е с 23,86% по-ниска от прогнозната пазарна цена. Обръща внимание, че получените стойности от 94,74 лв./MWh, съответно 114,10 лв./MWh, са по-ниски от пазарните през април 2021 г. и са несравними с настоящите ценови нива. Подобно заместване на енергия от АЕЦ „Козлодуй“ ще освободи количества за свободния пазар, които, при възприемане на предложенията на БФИЕК за дългосрочно предлагане, ще спомогнат за стабилизиране на цените за стопанските потребители и ще подействат като антиинфлационна мярка.

Според БФИЕК от доклада не става достатъчно ясно дали определените квоти за „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са определени въз основа на такова съотношение между енергия и разполагаемост, гарантиращо постигане на минимална изкупна цена. Изразява категорично несъгласие с предвидената компенсация от 53 млн. лв. за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за допълнително произведена електрическа енергия по заповед на министъра на енергетиката и с компенсацията от 252 млн. лв. за „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД заради по-скъпи емисии. Счита, че подходът за безусловно възстановяване на разходите за закупуване на квоти за въглеродни емисии не стимулира възприемането на оптимална стратегия за управление на позициите на пазара на емисии от страна на централите. Последното е и пример за кръстосано субсидиране, тъй като разходи, направени за задоволяване на нуждите на регулирания пазар, се поемат от ФСЕС. Намира за логично тези разходи да бъдат включени като ценообразуващи елементи в крайната цена за регулирания пазар.

Комисията приема горните възражения за неоснователни. Определената разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД в размер на 4 993 200 MWh съответства на дела на регулирания пазар спрямо общото потребление на електрическа енергия в страната. По този начин се създава равнопоставеност между отделните категории клиенти и недискриминационно третиране на двата пазара (регулиран и свободен). Предложението за заместване на част от разполагаемостта на ядрената централа с такава от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД на по-висока цена, не кореспондира с разпоредбата на чл. 24, ал. 2 от ЗЕ, съгласно която един от критериите, които Комисията прилага при упражняване на правомощията си по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ, е „по-ниска цена“.

Неправилен е и изводът, че ако 100 MW или 200 MW повече от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД се търгуват на пазара, това ще доведе до намаляване на цените на БНЕБ ЕАД, защото тази електрическа енергия ще се замени с такава от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, която също ще бъде изтеглена от пазара, а ефектът ще бъде нулев, тъй като нито една от двете централи не го затваря ценово.

Комисията не приема за основателно несъгласието с предвидената компенсация от 53 млн. лв. за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за допълнително произведена електрическа енергия по заповед на министъра на енергетиката и компенсацията от 252 млн. лв. за „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, тъй като тези средства отразяват безусловно възстановяване на разходите за закупуване на квоти, предвид факта, че не са приети отчетните данни на тези производители, а компенсациите са изчислени на база постигната средна цена на първичните търгове на Европейската електроенергийна борса. Комисията не приема за основателно и искането тези разходи да бъдат включени като ценообразуващи елементи в крайната цена само за регулирания пазар, тъй като по своята същност те попадат в хипотезата на чл. 93а от ЗЕ и следва да се възстановят от ФСЕС и/или от цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, която се дължи от всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система.

С писмо с вх. № Е-04-15-1 от 02.06.2022 г. Конфедерация на работодателите и индустриалците в България е представила становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., с което изцяло подкрепя изразеното становище на БФИЕК в писмо с вх. № Е-04-05-3 от 02.06.2022 г.

Комисията приема горните възражения за неоснователни предвид аргументите, изложени по-горе.

I. Прогнозна пазарна цена за регулаторния/ценовия период

За целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища. Също така, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи – чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ.

За гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена в горните случаи. Съгласно чл. 37а от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, Наредбата) Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

Към настоящия момент на платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период, но са проведени 29 търга, относими частично към периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

<i>Дата</i>	<i>Инициатор</i>	<i>Продукт</i>	<i>Период</i>	<i>Цена лв./MWh</i>
10.06.2022	НЕК ЕАД	Базов товар	H2 2022	443,75
03.06.2022	ЕСО ЕАД	Базов товар	H2 2022	436,00
02.06.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	440,05
26.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	437,67
18.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	453,08

<i>Дата</i>	<i>Инициатор</i>	<i>Продукт</i>	<i>Период</i>	<i>Цена лв./MWh</i>
10.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	440,40
13.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	427,50

Видно от горната таблица средната постигната цена за второто полугодие на 2022 г. или първата половина от регулаторния период е в размер на 439,78 лв./MWh, като за последните 2 месеца бележи ръст от 6%.

<i>Дата</i>	<i>Инициатор</i>	<i>Продукт</i>	<i>Период</i>	<i>Цена лв./MWh</i>
23.06.2022	Хидро Пауър Ютилитис ЕООД	Базов товар	Q3 2022	479,00
20.06.2022	Актаел ЕООД	Базов товар	Q3 2022	469,71
17.06.2022	НЕК ЕАД	Базов товар	Q3 2022	469,68
18.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	441,69
10.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	438,02
13.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	440,21
01.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	468,39
25.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	432,01
22.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	414,39
17.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	442,79
10.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	545,05
09.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	590,00

Видно от горната таблица средната постигната цена за третото тримесечие на 2022 г. е в размер на 469,25 лв./MWh, като след първоначалния ръст през началото на м. март, пазарът се успокоява трайно на нива около 440,00 лв./MWh, като през м. юни отново се наблюдава ръст, предвид несигурността относно газовите доставки в Европа и динамиката на газовите пазари.

<i>Дата</i>	<i>Инициатор</i>	<i>Продукт</i>	<i>Период</i>	<i>Цена лв./MWh</i>
17.06.2022	НЕК ЕАД	Базов товар	Q4 2022	509,52
26.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	458,83
18.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	469,18
10.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	450,79
13.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	441,30
01.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	463,53
25.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	429,79
22.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	412,94
11.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	456,20

Видно от горната таблица, средната постигната цена за четвъртото тримесечие на 2022 г. е в размер на 454,68 лв./MWh, като отново се наблюдава ръст през края на м. март, след което пазарът се успокоява трайно на нива около 450,00 лв./MWh, като през м. юни отново се наблюдава ръст, предвид несигурността относно газовите доставки в Европа и динамиката на газовите пазари.

Динамиката на постигнатите на търговете на БНЕБ ЕАД цени пряко корелира с фючърсите за региона (румънската и унгарската борси), като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс варира между 15,00 €/MWh и 21,00 €/MWh. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърските сделки, които по своята същност са стандартизирани

финансови форуърдни сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „ден напред“.

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

В следващата таблица е представено сравнение на цените на фючърсите за H2 2022.

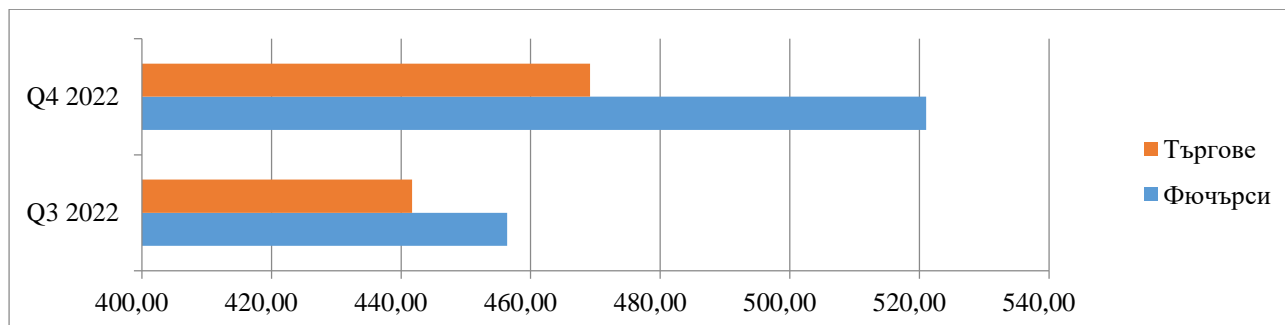
Фючърси	EEX -IBEX	EEX -OPCOM	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q3 2022	456,37	482,29	494,02	495,98
Q4 2022	521,05	538,66	550,39	551,47
H2 2022	488,71	510,47	522,21	523,72

Горните данни показват, че стандартната девиация между българския и румънския пазар е около 22,00 лв./MWh, докато с унгарския – около 33,50 лв./MWh. Ако се анализират данните по месеци и/или тримесечия, девиацията български-унгарски пазар варира от 30,00 лв./MWh до 40,00 лв./MWh, в зависимост от търгуваните обеми и цените на капацитетите в региона. Към настоящия момент не са налични данни на EEX относно Q1 2023 и Q2 2023, съответно за H1 2023 за българския и румънския пазар, като такива са публикувани само за унгарския. Те обаче могат да се изчислят, като се използва стандартната девиация спрямо унгарския пазар, за който са налични данни. Изчислените данни са представени по-долу:

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q1 2023	533,79	567,29	569,52
Q2 2023	362,44	395,94	389,66
H1 2023	448,12	481,61	479,59

От горните данни може да се направи извод, че относимите стойности към българския пазар са за H2 2022 – 488,71 лв./MWh и за H1 2023 – 448,12 лв./MWh или средно за регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. в размер на 468,42 лв./MWh.

Ако се сравнят, обаче, постигнатите нива на търговете, организирани на платформите на БНЕБ ЕАД и референтната фючърсна стойност за съответния период, се забелязва допълнително отклонение, представено в следната графика:



Подобна асиметричност в двете посоки се получава, когато развитието на една пазарна зона се отклонява от преобладаващия цикъл в околните пазари и обикновено се дължи на

¹ <http://www.eex.com>

² <https://hudex.hu>

спекулативен приток на капитали, инфлационни процеси, нормативни и регулаторни намеси и др. В конкретния случай, най-вероятната причина е наложеното ограничение на търговете максималното оферирано количество да не превишава 5 MW, чиято цел е предотвратяване на помпването на спекулативни балони.

При прогнозирането на цената за предстоящия регулаторен период би следвало да се отчете горната асиметричност, като се предвиди допълнително отклонение на цената в размер на около 8%. В тази връзка, след прилагане на посочената корекция прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. следва да е в размер на 430,94 лв./MWh.

Основният движещ фактор за покачването на цените на европейските, съответно регионалните борси, освен покачването на цените на квотите за въглеродни емисии, е рекордно високата цена на природния газ на европейските борси. Прямата корелация между тези две цени се обуславя от факта, че основно газови централи затварят цената на европейските борсови пазари. Това обстоятелство се променя, обаче, при наличие на предлагане на по-големи количества електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, което от своя страна се характеризира със спорадичен характер и е трудно за оценка при дългосрочни прогнози. Оценка на анализаторите са противоречиви, като някои от тях определят този ръст като временно явление, докато други са на мнение, че покачването ще е трайно и ще придобие системен характер.

Горното важи в особено голяма степен за ситуацията след средата на месец юни, когато цената на природния газ в Европа нарасна в резултат на намалените доставки от Русия. Високите ценови нива се задържат и към настоящия момент, като газовите фючърси се търгуват на най-високото си ниво за последните пет години. Това обстоятелство пряко корелира с отчетените нива на електроенергийните фючърси за втората половина на 2022 г., които преминаха границата от 300,00 €/MWh.

Пазарите в Европа реагират на липсата на новини относно мерки за преодоляване на енергийната криза, основно съсредоточена в Германия и провокирана от цената на газа, като акумулират възможността за задълбочаване. Тези опасения прерастват в огромно търсене на втечен природен газ (LNG), което е предпоставка за рекордните цени към настоящия момент. Горното, обаче, застрашава сериозно икономическия ръст на Европейския съюз, като вече се наблюдава свиване на производството в химическата, стоманодобивната, автомобилната и др. индустрии. Поради тази причина може да се приеме за временен спайк, който ще се урегулира в следващите месеци. Декларираната от редица държави промяна в политиката им относно въглищните електроцентрали и временното им връщане в енергийния микс предопределя успокояване на пазарите на електрическа енергия и намаляването на обвързаността им, поне частично с газовите пазари. В тази връзка при изготвяне на прогнозата, предвид дългосрочния ѝ характер, предполагащ консервативен подход, не са взети под внимание колебанията в цените на фючърсите след 15.06.2022 г. Тази преценка се потвърждава и от постигнатите цени на търговете на платформата на БНЕБ ЕАД за Q3 2022 и Q4 2022, проведени след тази дата и представени по-горе, които са близки до стойностите, използвани от Комисията.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. е определена в размер на 430,94 лв./MWh.

Съгласно чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара ден напред за предходната календарна година от съответната група – независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия,

производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи са използвани предоставените от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2021 г. – 31.12.2021 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдители, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2021 година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните групи производители/оператори на мрежи. На базата на тази симулация са определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за 2021 г. и постигнатата среднопотеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2021 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна годишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент, съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от горната симулация са, както следва:

1. Независим преносен оператор:

Извършена е симулация на участието на ЕСО ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	212,59 лв./MWh
2	Постигнатата среднопотеглена цена	207,73 лв./MWh
3	Групов коефициент Kt (p.2/p.1)	0,97711
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	421,08 лв./MWh

2. Оператори на електроразпределителни мрежи:

Извършена е симулация на участието на „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД, с предишно наименование „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „Електроразпределение Север“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните оператори на електроразпределителни мрежи.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	212,59 лв./MWh
2	Постигнатата среднопотеглена цена	220,40 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (p.2/p.1)	1,03675
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	446,78 лв./MWh

3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия:

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – Габрово“ ЕАД, „Топлофикация – ВТ“ АД, „Топлофикация – Враца“

ЕАД, „Топлофикация – Разград“ АД, „Брикел“ ЕАД и „Топлофикация Русе“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопотеглена цена	210,87 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	0,99192
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	427,46 лв./MWh

4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия:

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджекте“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Енери Солар БГ 1“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово), „РЕС Технолджи“ АД (ФЕЦ Златарица), „Дъбово Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Дъбово), „Компания за енергетика и развитие“ ООД (ФЕЦ Добрич), „Екоенерджи Солар“ ЕООД (ФЕЦ Екоенерджи Солар), „Е.В.Т. – Електра Волт Трейд“ АД (ФЕЦ Е.В.Т. – Електра Волт Трейд), „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД (ФЕЦ PV-центра 1), „Би Си Ай Казанлък 2“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 3“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 4“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 5“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 6“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 7“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 8“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 9“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 10“ ЕООД, „Уинд Форс БГ“ ЕООД (ФЕЦ Чобанка) и „Екосолар“ ЕООД (ФЕЦ Екосолар) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопотеглена цена	195,19 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	0,91816
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	395,67 лв./MWh

5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия:

Извършена е симулация на участието на „Еолика България“ ЕАД (ВяЕЦ Суворово), „Ей И Ес Гео Енерджи“ ООД (ВяЕЦ Свети Никола), „Калиакра Уинд Пауър“ АД (ВяЕЦ Калиакра), „Хаос Инвест – 1“ ЕАД (ВяЕЦ Вранино), „Ветроком“ ЕООД (ВяЕЦ Ветроком) и „ЕВН-Каварна“ ЕООД (ВяЕЦ Каварна) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопотеглена цена	217,17 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	1,02152
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	440,21 лв./MWh

6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи (ВЕЦ) с инсталирана мощност до 10 MW:

Извършена е симулация на участието на „Българско акционерно дружество Гранитоид“ АД (чрез каскада „Рила“), „ЕНЕРГО-ПРО България“ ЕАД (чрез ВЕЦ „Петрохан“) и „ВЕЦ Козлодуй“ ЕАД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопредтеглена цена	188,07 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (р.2/р.1)	0,88464
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	381,23 лв./MWh

7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:
Извършена е симулация на участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопредтеглена цена	191,61 лв./MWh
3	Групов коефициент Kb (р.2/р.1)	0,90131
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	388,41 лв./MWh

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., съответно за оператора на електропреносната мрежа, операторите на електроразпределителни мрежи и групите производители е, както следва:

- 1. Независим преносен оператор – 421,08 лв./MWh;**
- 2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 446,78 лв./MWh;**
- 3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 427,46 лв./MWh;**
- 4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 395,67 лв./MWh;**
- 5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 440,21 лв./MWh;**
- 6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 381,23 лв./MWh;**
- 7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 388,41 лв./MWh.**

II. ПРОИЗВОДИТЕЛИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

При утвърждаване на цените на енергийните предприятия, получили лицензия за дейностите „производство на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка в КЕВР са постъпили заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия от следните производители: заявление с вх. № Е-14-24-5 от 31.03.2022 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление с вх. № Е-13-12-4 от 31.03.2022 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2022 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-34-3 от 01.04.2022 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД, заявление с вх. № Е-14-09-4 от 01.04.2022 г. от „Топлофикация Русе“ АД и заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2022 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) относно водноелектрическите централи, собственост на дружеството.

КЕВР определя прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да закупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик сключва сделки с крайните снабдители – чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ. Следователно, КЕВР следва да утвърди цени на електрическата енергия само на тези производители, от които е предвидила разполагаемост и количества енергия за регулирания пазар по реда на посочената разпоредба от ЗЕ. Комисията, обаче, не определя разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период, с изключение на тези по чл. 93а и 94 от ЗЕ – чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ. В тази връзка, КЕВР следва да разгледа и анализира посочените по-горе заявления на производителите, след което да утвърди цени на електрическата енергия само на дружествата, които изпълняват условието на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ.

1. „АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД

1.1. Анализ и оценка на предоставената от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД прогнозна информация.

С Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.2., на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 55,01 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 858 220 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 601 067 MWh.

Със заявление с вх. № Е-14-24-5 от 31.03.2022 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия – 63,82 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 226 231 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 118 523 хил. лв.; консумативи – 1 628 хил. лв.; други променливи разходи – 2 000 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 1 950 хил. лв.; вноски за фонд „Радиоактивни отпадъци“ и за фонд „Извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения“ – 104 080 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 700 945 хил. лв., в т.ч.: разходи за заплати – 166 210 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 73 621 хил. лв.; социални разходи – 27 998 хил. лв.; разходи за амортизации – 204 068 хил. лв.; разходи за ремонт – 119 769 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 137 278 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 64 062 хил. лв.;

– Нетна електрическа енергия – 15 531 042 MWh;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 16 185 249 MW*h.

Ценообразуващите елементи са определени от дружеството при следните допускания:

– цената на електрическата енергия възстановява икономически обоснованите годишни разходи за осъществяване на лицензионна дейност, в т.ч. разходи за управление, експлоатация и поддръжка, ремонти, амортизации, гориво и разходи, произтичащи от лицензионни и нормативни изисквания;

– цената на електрическата енергия осигурява икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала от 2,9%, при оборотен капитал 78 093 хил. лв. и регулаторна база на активите 2 226 104 хил. лв.;

– прогнозният размер на нетния търговски износ в електроенергийната система (ЕЕС) на страната (нетно производство) е съобразен с планираните експлоатационни режими на производствените мощности;

– прогнозните производствено-технически показатели са определени на базата на следните фактори: проектни характеристики на ядрените блокове с отчитане на въздействието на характерните за площадката околни условия (температура/ниво на водоизточника) върху изходната електрическа мощност; оптимално натоварване на мощностите с отчитане на спецификата на експлоатация: работа в базов режим; работа мощностен ефект в края на

горивната кампания преди спиране за планов годишен ремонт (ПГР); допустими скорости на изменение на товара при планови преходни режими; съгласуван с ЕСО ЕАД график за работа на ядрено-енергийните блокове (ЯЕБ) през 2022 г. съгласно процедурата в Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС); прогнозни режими на работа на ЯЕБ през 2022 г. – 2023 г. съгласно плана за развитие на дружеството; планови престои за ПГР – 40 календарни дни на ЯЕБ № 6 през второ полугодие на 2022 г., 40 календарни дни на ЯЕБ № 5 през първо полугодие на 2023 г.; допустима непланова неготовност – 1%, при световна тенденция за АЕЦ в експлоатация – до 3%; прогнозен размер на производство (бруто) за регулаторния период при така планираните експлоатационни режими в размер на 16 379 550 MWh;

- прогнозен размер на собствените нужди (бруто производство, намалено с търговски нетен износ в ЕЕС) на база прогнозни експлоатационни режими, в размер на 848 508 MWh, от които 22 800 MWh очакваното потребление на директно присъединени към вътрешната електрическа мрежа на централата клиенти по реда на чл. 119, ал. 2 от ЗЕ, т.е. реални собствени нужди – 825 708 MWh (5,04 % от прогнозното бруто производство);

- разходите за производство на електрическа енергия са определени на база отчетните и прогнозните годишни разходи, които са пряко свързани с дейността по издадената на дружеството лицензия за дейността „производство на електрическа енергия“. От отчетните и прогнозните разходи са приспаднати разходите, отнасящи се до страничните и социални дейности, производство и пренос на топлинна енергия;

- прогнозният размер на средствата за работни заплати и осигурителни вноски е завишен с 11,4% спрямо отчетения за 2021 г.;

- разходите за амортизации за обекти от електропроизводството са прогнозирани в размер на 204 068 хил. лв. при използване на линеен метод на амортизация, съгласно счетоводните политики на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и в зависимост от техническия полезен живот на активите. В отчетните и в прогнозните разходи не са включени разходите за амортизация на активите, придобити по безвъзмезден начин, в размер на 3 960 хил. лв. Прогнозният размер на амортизациите е със 17% по-висок от отчетната стойност на амортизационните отчисления за 2021 г. в резултат на извършена оценка от лицензиран оценител на справедливата стойност на имоти, машини, съоръжения и транспортни средства на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД към 31.12.2021 г. Оценката е извършена съгласно изискванията на МСС16 и МСФО 13, както и при спазване на изискванията на Международни стандарти за оценка и е отразена в счетоводните отчети на дружеството за 2021 г.;

- обемът на дейностите за техническо обслужване и ремонт (ТОиР) през 2021 г., предходния и предстоящия регулаторен период е съобразен с изискуемата периодичност, вид и обхват на дефектовката съгласно дългосрочния перспективен ремонтен график. Предвидените средства за ремонт за регулаторния период са на стойност 119 769 хил. лв. и не включват разходи, които увеличават стойността на активите;

- разходите, пряко свързани с дейността по лицензията за производство на електрическа енергия, са прогнозирани на база нормативни изисквания и сключени договори;

- ядреното гориво е на стойност 118 523 хил. лв., като разходите за осигуряването му не са обвързани със и съответно не са определени на база специфичен разход на условно гориво, поради неприложимостта му за технологията на електропроизводство от ядрено гориво. Реално измеримият показател за икономическа ефективност на ядрената централа е горивната компонента, отразяваща разходите за свежо ядрено гориво за производството на единица електрическа енергия. Технологията на електропроизводство от ядрено гориво при четиригодишен горивен цикъл изисква частично презареждане на активната зона на реактора всяка година. Броят на свежите касети и компановката на активната зона са определени след анализ на резултатите от предходната горивна кампания и провеждане на специализирани неутронно-физични разчети, при които характеристиките на активната зона се оценяват за съответствие с приоритетните изисквания за обезпечаване на безопасността на ядрените инсталации, дефинирани в ТОБ (техническа обосновка на безопасността), ТР (технологичен

регламент) за безопасна експлоатация и лицензиите за експлоатация на ядрените съоръжения, както за текущата, така и за следващите четири горивни кампании; отчитат се планираните графици за натоварване на ЯЕБ и продължителността на необходимите планови ремонти с оглед постигане на безопасна и ефективна експлоатация и планираното електропроизводство; предвижда се зареждане на блок № 6 с 42 броя свежи топлоотделящи касети (ТОК) тип ТВСА-12 и 48 броя свежи ТОК тип ТВСА на блок № 5; към стойността на горивото и кластерите за зарядките са добавени и съпътстващите ги задължителни разходи по доставката (разрешения от АЯР, транзитни и други такси); цените на отделните типове ТОК, които ще бъдат заредени в активните зони на реакторите, са предвидени съгласно действащия договор за доставка на свежо ядрено гориво;

– регулаторната база на активите (РБА) е определена на база на стойността на активите към 31.12.2021 г., пряко свързани с дейността производство на електроенергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и възлиза на 2 226 104 хил. лв. Необходимият оборотен капитал, като част от РБА, възлиза на 78 093 хил. лв. и е изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не са включени разходите за амортизации и разходите за обезценка на несъбираеми вземания;

– нормата на възвръщаемост (НВ) е 2,88 %, при НВ на собствения капитал – 2,59 %.

1.2. Становище на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

В законоустановения срок не е постъпило становище от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

1.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, прогнозираните разходи са коригирани, както следва:

– Разходите за амортизации са коригирани до отчетените през 2021 г., тъй като увеличението им със 17% спрямо базисната година се дължи не на реално извършени инвестиции, а на извършена преоценка от лицензиран оценител на справедливата стойност на имоти, машини, съоръжения и транспортни средства;

– Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са коригирани от 137 278 хил. лв. на 127 806 хил. лв., тъй като разходите за канцеларски материали, работно облекло, материали за текущо поддържане, пощенски разходи, телефони и абонаменти, абонаментно поддържане, експертни и одиторски разходи, проверка на уреди, научни разработки и документации, са признати на ниво отчет през 2021 г.;

– Извършена е корекция на прогнозата на дружеството относно произведената нетна електрическа енергия от 15 531 042 MWh на 15 650 833 MWh, представляваща отчетеното през базисната година нетно производство. През 2020 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е произвело 15 787 268 MWh, през 2021 г. 15 650 833 MWh, а предвиденият за следващия регулаторен период 1% запас за непредвидени престои представлява обстоятелство със случаен и извънреден характер, което не следва да се отчита за целите на ценовото регулиране.

Във връзка с гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на пълната цена за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД са следните:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	15 531 042	15 650 833
2	Променливи разходи	хил.лв.	226 231	226 231

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	700 945	663 816
4	Възвръщаемост	хил.лв.	64 062	64 062
5	Необходимими годишни приходи	хил.лв.	991 238	954 109
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	63,82	60,96

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изчислена в размер на 60,96 лв./MWh, без ДДС, при общо необходимими приходи от 954 109 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 650 833 MWh.

2. „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД

С Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., в частта по т. II.3.1., КЕВР е утвърдила за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. на НЕК ЕАД цена за производство на електрическата енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 83,43 лв./MWh, без ДДС.

2.1. Анализ и оценка на предоставената от НЕК ЕАД прогнозна информация

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2022 г. за утвърждаване на цени, дружеството е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 94,64 лв./MWh, без ДДС, формирана при следните условия:

- Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. от 3 178 843 MWh, като количеството електрическа енергия е определено съгласно чл. 19, ал. 3 от НРЦЕЕ на база средногодишното производство за последния 11-годишен период;

- Условно-постоянните разходи са прогнозирани на базата на отчета за 2021 г., като е предвидено увеличение на елементите, върху които има влияние инфлацията. Увеличението е с прогнозен среден процент инфлация в размер на 5,6%, отразяващ актуалния процент инфлация, заложен в приетия държавен бюджет;

- Дружеството обосновава прогнозираните по-високи с 895 хил. лв. разходи за ремонт за следващия регулаторен период спрямо отчетените през 2021 г. с необходимостта от гарантиране безопасността и сигурността на съоръженията, както и подобряване състоянието на сградния фонд и прилежащите терени;

- Разходите за работно облекло, данъци и такси, застраховки, командировки, охрана на труда, членски внос и разходи за международни организации са прогнозирани на нивото на отчета за 2021 г.;

- Разходите за въоръжена охрана са прогнозирани съгласно сключените договори, като в тях е отразено и увеличението на минималната работна заплата за страната;

- Разходите за персонал са индексирани с 5,6%;

- Разходите за безплатна храна са прогнозирани съгласно условията в колективния трудов договор (КТД) и Наредба № 11 от 21.12.2005 г. за определяне на условията и реда за осигуряване на безплатна храна и/или добавки към нея и са обвързани с минималната работна заплата за 2022 г.;

- Разходите за амортизации са изчислени по приетия от дружеството метод;

- Останалите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията, са увеличени с 5,6% прогнозна инфлация;

- Разходите за услугата водоподаване са увеличени спрямо базовата година с 5,6% предвид завишените разходи за охрана на обекти и ремонт, които са пряко свързани с изменението на размера на минималната работна заплата;

- НЕК ЕАД включва в цената на ВЕЦ и разходи за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 63 310 хил. лв. Дружеството аргументира тези разходи с

София 1000, бул. „Княз Ал. Дондуков“ № 8-10

тел.: (02) 988 24 98; факс: (02) 988 87 82

www.dker.bg, dker@dker.bg

намаленото производство от ВЕЦ и необходимостта за производство от ПАВЕЦ за покриване на вечерния пик на потребление, като ПАВЕЦ трябва да работи в помпен режим през нощта, за да осигури необходимата вода за електропроизводство в пиковите часове;

– РБА е изчислена съгласно предварителния отчет за 2021 г. Използваната от дружеството НВ е в размер на 5,44%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 3,225% и НВ на собствения капитал от 7,50%.

2.2. Становище на НЕК ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ във връзка с цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на дружеството

С писмо с вх. № Е-13-01-1005 от 02.06.2022 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

НЕК ЕАД изразява несъгласие с извършената корекция на заявените разходи, свързани с лицензионната дейност, от 19 504 хил. лв. до нивото на отчета за 2021 г. – 19 358 хил. лв., с мотива, че исканото от дружеството увеличение е в резултат от прилагането на инфлационен индекс 1,056, който е актуалният процент инфлация, заложен в приетия държавен бюджет.

По отношение същественото намаляване на разходите за помпено-акумулираща водоелектрическа централа „Чаира“ (ПАВЕЦ) в помпен режим от 62 310 хил. лв. на 20 030 хил. лв., НЕК ЕАД обръща внимание, че в направената корекция не е определено конкретно количеството закупена енергия за ПАВЕЦ и цената за покупката ѝ. Посочва, че включването на ПАВЕЦ в помпен режим обикновено се дължи на сериозно модулирания график на крайните снабдителите и изчерпания диапазон за регулиране надолу на „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД, като намира за логичен подхода устойчивостяването на закупената енергия от ПАВЕЦ да е по цената на горните централи.

Дружеството отбелязва, че за енергията, предоставяна на регулиран пазар, няма механизъм за възстановяване на разходите за 5% вноска към ФСЕС, както и за цената за достъп до електропреносната мрежа, поради което настоява КЕВР да признае тези разходи като присъщи за ВЕЦ, като бъде предвидена компенсация чрез Фонда.

Комисията приема за неоснователни възраженията относно корекцията на разходите, пряко свързани с лицензионната дейност. Приложимият по отношение на НЕК ЕАД метод за регулиране обвързва признатите разходи с отчетените такива през базисната година, съпоставени с утвърдените за предходния регулаторен период. В тази връзка Комисията преценява икономическата обосноваемост на предложените стойности на разходите и отражението им по отношение на гарантирането на експлоатационната дейност на централите. В допълнение, стойността на инфлационния индекс не е приложима в еднаква степен за абсолютно всички разходи, свързани с лицензионната дейност, като при тези, чиято стойност е коригирана, при сравнение с предходни ценови периоди, Комисията е преценила, че индексацията е изконсумирана още при отчетените показатели през базисната година.

По отношение на разходите за ПАВЕЦ в помпен режим корекцията е извършена предвид обстоятелството, че централата не работи към настоящия момент и в Комисията не е налична информация относно реалния времеви график за приключване на рехабилитационните дейности и преминаване към експлоатация на хидрогенераторите. Посочената сума е изчислена като 50% от отчетените разходи през базисната година, с допускането, че предвид забавянето на пускането на хидроагрегатите в реални експлоатационни условия централата няма да консумира повече от 150 000 MWh през следващия регулаторен период.

Комисията приема искането на НЕК ЕАД за признаване на разходите на дружеството за 5% вноска към ФСЕС и за заплащане на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители за неоснователно. Съгласно чл. 30, ал. 6 от ЗЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 – 4 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, а чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ предвижда, че за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи за вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ.

2.3. Ценообразуващи елементи на цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД

След анализ на информацията, която се съдържа в подаденото от НЕК ЕАД заявление за утвърждаване на цени и в представения предварителен годишен финансов отчет на дружеството за 2021 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Разходите, пряко свързани с лицензионната дейност, са коригирани от 19 504 хил. лв. на 19 358 хил. лв., като разходите за материали за текущо поддържане, пощенски разходи, телефони, абонаменти и информационни услуги, разходите за абонаментно поддържане, разходите за обучение и квалификация, разходите, класифицирани като други разходи, са признати на ниво отчет 2021 г.;

– Променливите разходи са коригирани от 132 932 хил. лв. на 89 652 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим от 63 310 хил. лв. на 20 030 хил. лв., предвид обстоятелството, че централата не работи към настоящия момент и в Комисията не е налична информация относно реалния времеви график за приключване на рехабилитационните дейности и преминаване към експлоатация на хидрогенераторите. С писмо с вх. № Е-13-01-6 от 14.03.2022 г. НЕК ЕАД е уведомило КЕВР, че три от общо четирите хидроагрегата (ХА) в ПАВЕЦ „Чаира“ са изведени за рехабилитация (ХА2, ХА3 и ХА4), като към 10.03.2022 г. разполагаемата мощност на централата е 210 MW в генераторен режим и 197 MW в помпен режим, осигурявани от ХА1. Рехабилитацията на ХА1 е планирана да започне веднага след като ХА4 и ХА3 успешно преминат 72-часовите проби в реални експлоатационни условия (по план 31.03.2022 г., съответно 30.04.2022 г.). Проведените проби са неуспешни, ХА1 е спрял и към настоящия момент няма работещи ХА. В горното писмо дружеството твърди, че рехабилитацията на централата не води до негативни ефекти, тъй като НЕК ЕАД разполага с достатъчно гъвкави мощности за задоволяване на регулирания пазар, респ. за обезпечаване участието си на свободен пазар.

– Предложените стойности на РБА и НВ не са коригирани.

Във връзка с гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, са следните:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	3 178 843	3 178 843
2	Променливи разходи	хил.лв.	132 932	89 652
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	106 224	106 078
4	Възвръщаемост	хил.лв.	61 697	61 697
5	Необходим годишни приходи	хил.лв.	300 853	257 427
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	94,64	80,98

Предвид гореизложеното, цената на НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството, е изчислена в размер на 80,98 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 257 427 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 178 843 MWh.

3. „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

3.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД прогнозна информация

Със заявление с вх. № Е-13-12-4 от 31.03.2022 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 244,78 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 40,48 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 299,03 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 1 774 875 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 285 349 хил. лв., консумативи – 23 870 хил. лв., други променливи разходи – 1 465 657 хил. лв. (такса услуга водоползване – 170 хил. лв., енергия за производствени нужди – 695 хил. лв., депониране на пепелина – 3 829 хил. лв., разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 1 460 963 хил. лв.);
- Нетна електрическа енергия – 7 250 804 MWh;
- Условно-постоянни разходи – 317 225 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 76 089 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 9 715 901 MW*h.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 7 250 804 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 1 774 875 хил. лв., като дружеството включва горива за производство: местни въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД, мазут и природен газ, разходи за закупени квоти за въглеродни емисии, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи, като услуга водоподаване, енергия за собствени нужди и депониране на пепелина.

В заявлението си дружеството е представило информация за отделните групи променливи разходи:

- Основното гориво, използвано в „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, са въглища, добивани от „Мини Марица изток“ ЕАД в Източномаришкия енергиен комплекс, които се характеризират от една страна с високо сярно и пепелно съдържание и влажност, а от друга и с много ниска калоричност. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 281 079 хил. лв. при нова цена на въглищата от 01.03.2022 г. в размер на 87,35 лв./тУГ;
- Предвидените разходи за гориво за разпалване са на обща стойност 4 270 хил. лв. и включват разходи за мазут – 1 518 хил. лв. и разходи за природен газ – 2 751 хил. лв. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база прогнозна цена 1 355,38 лв./х.нм3 с включена цена за пренос и прогнозна цена за достъп през газопреносната мрежа;
- При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за варовик формирани от количеството варовик 671 622 тона, използвано за сероочистване на димните газове, като сключените договори за доставка са с действаща цена за тон варовик в размер на 34,23 лв./тон. Планираните разходи за варовик възлизат на 22 990 хил. лв.;
- Разходите за водоползване се формират съгласно чл. 10, ал. 1 от Тарифата за таксите за водовземане за ползване на воден обект и декларация по чл. 194б от Закона за водите за изчисляване на дължимата такса по утвърден образец от министъра на околната среда и водите за разрешено ползване на воден обект за 2018 г. на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД;
- Разходите за квоти за парникови газове са формирани въз основа на очакването на дружеството да емитира 9 515 648 тона парникови газове, като цялото количество следва да бъде закупено по пазарни цени. Общата стойност на разходите за квоти за новия регулаторен

период е изчислена на 1 460 963 хил. лв., като за изчислението е използвана цена от 78,50 евро/тон на база информация от сайта www.investing.com от търговската сесия на 30.03.2022 г.

Условно–постоянните разходи, заявени от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, включват пет основни групи: разходи за заплати, разходи, свързани с осигурителното законодателство, разходи за амортизации, разходи за ремонти и разходи, пряко свързани с дейността по лицензията. Общата стойност на планираните постоянни разходи за новия ценови период възлиза на 317 225 хил. лв.

В заявлението си дружеството е представило информация за отделните групи условно-постоянни разходи:

– Планираните средства за работни заплати и осигуровки за новия ценови период се увеличават с 15% спрямо отчетените за 2021 г. и възлизат на 81 647 хил. лв. Увеличението се дължи нов КТД за периода 01.01.2022 г. – 31.12.2023 г., сключен на 26.11.2021 г., и анекс към него от 12.01.2022 г., който предвижда размерът на основните месечни трудови възнаграждения в „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да се повишат с процента на увеличение на минималната работна заплата за страната;

– Разходите, свързани със социални осигуровки, възлизат на 35 296 хил. лв., като според дружеството тяхната стойност е в съответствие със социално-осигурителното законодателство. Общата стойност на тези разходи също се увеличава през новия регулаторен период съобразно предвидения ръст на работните заплати;

– Планираните разходи за амортизации през новия ценови период възлизат на 137 469 хил. лв. Според „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД приложимата счетоводна политика за тяхното отчитане е съобразена с изискванията на КЕВР за прилагане на линеен метод на амортизация, спрямо полезния живот на активите;

– Дружеството посочва, че ремонтната програма за 2021–2022 г. е на стойност 29 534 хил. лв. и завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2021 г., се дължи на планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение, както и най-вече на значителното повишение на цените на материалите, суровините и услугите в резултат на инфлацията, която по данни на Националния статистически институт (НСИ) за индекса на потребителските цени за периода от месец януари 2021 г. до месец януари 2022 г. възлиза на 9,2%;

– Планираните от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД разходи за новия ценови период, пряко свързани с дейността на лицензията, възлизат на 32 649 хил. лв. и се увеличават с 15,45% спрямо отчетените за 2021 г. поради по-високите разходи за персонал, ремонти, амортизации и застраховки.

Изчислената от дружеството РБА възлиза на 1 737 607 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал в размер на 185 250 хил. лв. или 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходи за амортизации. Използваната от дружеството НВ на собствения капитал (НВск) за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 5%, а на привлечения капитал (НВпк) – 3,94%, като среднопретеглената цена на капитала е 4,38%. В стойността на РБА не е включен преоценъчен резерв.

Искане за компенсиране на разходи по чл. 35 от ЗЕ

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е представило и искане на основание чл. 35 от ЗЕ за признаване и компенсиране на разходи за количествата електрическа енергия, предоставени на обществения доставчик за нуждите на регулирания пазар, съгласно Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г., Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. и Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, както и Заповед № Е-РД-16-295 от 25.06.2020 г., Заповед № Е-16-377 от 05.05.2021 г. и Заповед № Е-РД-16-479 от 25.06.2021 г. на министъра на енергетиката с оглед гарантиране сигурността на доставките на електрическа енергия.

Искането на дружеството включва компенсации в общ размер на 177 957 хил. лв. за

следните разходи:

1. Разходи за квоти за въглеродни емисии, подлежащи на компенсиране във връзка с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР за периода от 01.01.2021 г. до 30.06.2021 г. в размер на 114 157 хил. лв., в т.ч.:

1.1. Некомпенсирани разходи поради разлика в цената, използвана в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в размер на 43,21 евро/тон, и действителните цени, по които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е закупувало необходимите квоти, в размер на 109 986 хил. лв., представени в следващата таблица:

Период Н1 2021	Количество ел. енергия, MWh	Количество квоти за въглеродни емисии	Стойност, лв.	Цена, EUR/t	Цена, призната от КЕВР, EUR/t	Разлика, EUR/t	Некомпенсирани разходи, лв.
м.01	268 900	361 018	41 477 482	58,74250	43,21	15,5325	10 967 340
м.02	221 760	297 729	43 790 965	75,20250	43,21	31,99250	18 629 467
м.03	200 610	269 333	43 386 058	82,36250	43,21	39,15250	20 624 345
м.04	148 968	200 000	31 051 735	79,38250	43,21	36,17250	14 149 452
	111 726	150 000	23 546 971	80,26250	43,21	37,05250	10 870 258
	45 281	60 794	9 390 046	78,97250	43,21	35,76250	4 252 259
м.05	111 725	150 000	23 168 518	78,97250	43,21	35,76250	10 491 806
	161 425	216 724	31 774 752	74,96250	43,21	31,75250	13 459 101
м.06	133 890	70 000	12 457 956	90,99500	43,21	47,78500	6 542 154
м.01 – 06	1 404 285	1 775 598	260 044 480	74,88104	43,21	31,67104	109 986 182

1.2. Некомпенсирани разходи за квоти за въглеродни емисии в размер на 4 171 хил. лв., поради разлика от 67 328 тона емисии, дължаща се на коефициента, приложен съгласно Верификационен доклад за 2021 г. Емитираните квоти във връзка с продажбите на НЕК ЕАД през първото полугодие на 2021 г. са 1 842 926 тона, като разликата е остойностена по средната цена на всички сделки за периода 74,88 евро/тон.

Дружеството посочва, че разходите за покупката са реално извършени след 01.07.2021 г. и не са били включени и предявени като искане за компенсиране към подадените заявления до КЕВР за предходния регулаторен период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. Прилаганият от централата механизъм за закупуване на квоти е въз основа на сключен с „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД) Рамков договор № 17460 от 16.07.2021 г. за покупко-продажба на квоти за емисии на парникови газове, изменен с Анекс №1 от 01.11.2021 г. Закупуването на по-късен етап на необходимите квоти за въглеродни емисии е обвързано и с получаването на компенсацията от 111 017 хил. лв., предвидена в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., която се получава разсрочено.

2. Некомпенсирани разходи за квоти за въглеродни емисии за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г. поради разлика в цената, използвана в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., в размер на 51,00 евро/тон, и действителните цени, по които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е закупувало необходимите квоти, в размер на 55 152 хил. лв., представени в следващата таблица:

Период H2 2021 H1 2022	Количество о ел. енергия, MWh	Количество квоти CO2	Стойност, лв.	Цена, EUR/t	Цена, признат а от КЕВР EUR/t	Разлика EUR/t	Некомпенсирани разходи, лв.
м.07/2021	100 440,00	135 021,00	14 406 121,77	54,55250	51,00	3,55250	938 137,53
м.08/2021	95 976,00	129 020,00	15 461 575,36	61,27250	51,00	10,27250	2 592 174,84
м.09/2021	82 080,00	110 339,00	13 790 435,97	63,90250	51,00	12,90250	2 784 415,33
м.10/2021	84 930,00	114 171,00	13 186 368,15	59,05250	51,00	8,05250	1 798 115,74
м.11/2021	82 080,00	110 339,00	16 229 024,85	75,20250	51,00	24,20250	5 223 004,21
м.12/2021	84 816,00	114 017,00	17 742 267,96	79,56250	51,00	28,56250	6 369 376,64
м.01/2022	84 797,00	113 992,00	19 820 163,73	88,90000	51,00	37,90000	8 449 766,09
м.02/2022	76 568,00	100 485,00	16 314 086,25	83,01000	51,00	32,01000	6 290 975,80
м.03/2022	84 817,00	105 907,00	16 260 182,89	78,50000	51,00	27,50000	5 696 242,41
м.04/2022	82 192,00	102 630,00	15 757 056,38	78,50000	51,00	27,50000	5 519 987,90
м.05/2022	84 932,00	106 051,00	16 282 291,60	78,50000	51,00	27,50000	5 703 987,50
м.06/2022	56 372,00	70 389,00	10 807 010,05	78,50000	51,00	27,50000	3 785 895,24
м.07/2021 м.06.2022	1 000 000	1 312 361	186 056 584,97	72,48708	51,00	21,48708	55 152 079,22

3. Некомпенсирани разходи за периода 01.03.2022 г. – 30.06.2022 г. във връзка с нова цена на въглищата, считано от 01.03.2022 г., в размер на 87,35 лв./тУГ, водеща до разходи за въглища над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 1 415 хил. лв.;

4. Некомпенсирани разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. във връзка с повишените цени на горивата за разпалване (мазут и природен газ), водещи до разходи за горива за разпалване над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 173 хил. лв.;

5. Некомпенсирани разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. във връзка с повишените цени на варовик, използван в процеса на сероочистване, вследствие сключени нови договори за доставка, водещи до разходи за варовик над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 347 хил. лв.;

6. Некомпенсирани разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. във връзка с повишените разходи за персонал, водещи до разходи за персонал над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 1 514 хил. лв.;

7. Некомпенсирани разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. във връзка с повишените разходи за амортизации, водещи до разходи за амортизации над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 4 664 хил. лв.;

8. Некомпенсирани разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. във връзка с повишените разходи за ремонти, водещи до разходи за ремонти над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 464 хил. лв.;

9. Некомпенсирани разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. във връзка с повишените разходи за застраховки поради сключен нов договор за застраховка, водещи до разходи за застраховки над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 71 хил. лв.;

Във връзка с направеното искане по чл. 35 от ЗЕ „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД излага и следните допълнителни аргументи:

– „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е включено в приложението към чл. 1, ал. 1 от Постановление № 181 на Министерския съвет от 20.07.2009 г. за определяне на стратегическите обекти и дейности, които са от значение за националната сигурност (ПМС № 181 от 2009 г.);

- Централата е ключов елемент на ЕЕС и осигурява както основен товар за консумация, така и пълноценно участие в регулирането на честотата на напрежението в системата при най-ниска себестойност между останалите топлоелектроцентрали;
- ТЕЦ „Марица изток 2“ е единствената централа, която има връзка с трите нива на напрежение на ЕЕС на Република България – 110, 220 и 400 kV, което я прави основен фактор за устойчивата работа на ЕЕС, за ограничаване на разпространението на тежки аварии и подпомагане бързото възстановяване на системата;
- Енергийна сигурност и гарантиране на снабдяването с електрическа енергия не означават и не се свеждат единствено до статистически данни за възникнали тежки аварии и предприети действия за тяхното отстраняване съгласно ПУЕЕС. Осигуряването за енергийната сигурност, като стратегическа инфраструктура, е непрекъснат процес и оценката за нейния успех е наличието на непрекъснати енергийни доставки за всички потребители на територията на Р България. В хипотезата на либерализиран пазар на електрическа енергия, обаче, вменените на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД задължения към обществото не могат да бъдат изпълнявани и финансирани на пазарен принцип;
- Признаването и компенсирането на извършените разходи по чл. 35 от ЗЕ имат за цел да осигурят безопасната техническа експлоатация на съществуващите съоръжения на централата с оглед гарантиране на енергийните доставки.

3.2. Становище на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-12-1004 от 02.06.2022 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

В становището на дружеството липсва позиция по отношение изчислената му цена от 328,11 лв./MWh, без ДДС, както и отказа да му бъде определена разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ за предстоящия регулаторен период.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД възразява срещу частичното непризнаване на искането му по чл. 35 от ЗЕ за компенсиране на разходи в общ размер на 177 957 хил. лв. за количествата електрическа енергия, предоставени на обществения доставчик за нуждите на регулирания пазар, съгласно Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г., Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. и Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, както и Заповед № Е-РД-16-295 от 25.06.2020 г., Заповед № Е-16-377 от 05.05.2021 г. и Заповед № Е-РД-16-479 от 25.06.2021 г. на министъра на енергетиката с оглед гарантиране сигурността на доставките на електрическа енергия, както следва:

По отношение разходите за квоти за въглеродни емисии, подлежащи на компенсиране във връзка с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР за периода от 01.01.2021 г. до 30.06.2021 г. в размер на 114 157 хил. лв., дружеството изразява несъгласие с констатациите в доклада относно бездействието и закъснелите му действия, които са довели до закупуване на квоти след 01.07.2021 г., отнасящи се за количествата квоти през първото полугодие на 2021 г. Обръща внимание, че поради редица промени в бизнес средата от 2014 г. до 2021 г. отчита отрицателни финансови резултати, които водят до разполагане с ограничен финансов ресурс и невъзможност за текущо закупуване, включително и поради регулаторни решения – напр. компенсацията от 11 017 хил. лв., която е за разходи, извършени в периода 01.01.2020 г. – 30.06.2021 г., се получава разсрочено на 12 равни месечни вноски в периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г. Посочва, че текущо закупуване на квоти е извършено в първия възможен момент при липса на риск за финансовата стабилност на дружеството, което е израз на поемане на целесъобразни действия по управление на предприятието в защита на неговите интереси, както и на интересите на обществото, в съответствие с чл. 23, т. 3, т.4 и т. 13 от ЗЕ.

Производителят изразява несъгласие с определения размер на компенсацията от 51 925 хил. лв. за разходи за квоти за въглеродни емисии за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г.,

изчислена по средната цена на квоти за въглеродни емисии на база проведените първични търгове на ЕЕХ за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. от 71,23 евро/тон, тъй като същата е по-ниска от цената на реално закупените от дружеството квоти и води до непризнаване на пълния размер на реално направените разходи от централата. Отделно, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е актуализирало искането си по чл. 35 от ЗЕ в тази му част, като коригираният размер на некомпенсираните разходи, след отчитане и на реално закупени квоти за месец март, април и май, както и актуализирана прогноза за месец юни 2022 г., е увеличен от 55 152 хил. лв. на 59 080 хил. лв., съответно общият размер на искането се изменя от 177 957 хил. лв. на 181 861 хил. лв.

Дружеството възразява срещу непризнаването на по-високите разходи за горива за разпалване с аргумента, че прогнозната единична цена за тон мазут в подаденото заявление за регулаторния период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. възлиза на 670,90 лв./тон, при реална доставка на мазут съгласно приложена фактура с единична цена в размер на 1 100,36 лв./тон, което представлява увеличение с над 64% над първоначално заложената цена.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД възразява срещу непризнаването на повишените разходи за варовик с аргумента, че прогнозната единична цена за тон варовик в подаденото заявление за регулаторния период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. възлиза на 25,90 лв./тон, при реална доставка на варовик съгласно приложена фактура с единична цена в размер на 35,19 лв./тон, което представлява увеличение с над 35% над първоначално заложената цена.

По отношение непризнаването на исканата компенсация за по-високи разходи за персонал, дружеството отбелязва, че средствата за работни заплати през новия ценови период се увеличават с 15% спрямо отчетените за 2021 г. Посочва, че на 26.11.2021 г. е сключен нов КТД за периода 01.01.2022 г. – 31.12.2023 г., който урежда и осигурява защита по въпросите на трудовата заетост, доходите, социалното обслужване на осигурителните отношения, условията на труд, социалното партньорство, механизма на компенсиране на инфлацията и всички други въпроси на социалните и трудови отношения, които не са уредени с повелителни разпоредби на закона. Съгласно сключен анекс от 12.01.2022 г. и като допълнение към чл. 61 от КТД, размерът на основните месечни трудови възнаграждения в „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД следва да се увеличи с процента на увеличение на минималната работна заплата за страната, което води до по-високи разходи за персонал. Повишението на разходите за персонал е съобразено и с ръста на цените, предизвикан от инфлационните процеси.

Производителят изразява несъгласие с непризнаването на увеличените разходи за амортизации, като посочва, че съгласно приетата счетоводна политика на дружествата от групата на БЕХ ЕАД, преоценки на имоти, машини, съоръжения и транспортни средства (ИМСТС) се извършва най-малко веднъж на всеки 3 годишен период. През 2021 г. БЕХ ЕАД е възложило на независим лицензиран оценител да извърши оценка на справедливата стойност на имоти, машини, съоръжения и транспортни средства към 31.12.2021 г., собственост на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и тест за обезценка на същите активи, съгласно която справедливата стойност на ИМСТС, собственост на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, е 1 572 123 хил. лв.

Дружеството възразява срещу непризнаването на компенсация за по-високи разходи за ремонти с аргумента, че увеличението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2021 г., се дължи на планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение (СОИ), както и най-вече на значителното повишение на цените на материалите, суровините и услугите.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД счита непризнаването на по-високите разходи за застраховки за необосновано. Според дружеството рискът, свързан с въгледобивната и въглепреработвателната дейност, е прекалено голям и местните застрахователи са принудени да прехвърлят част от него на международни презастрахователни дружества, мнозинството от които приемат все по-стриктни климатични политики. Гореописаното води до повишаване на

цената на застрахователните услуги по отношение на електроцентрали, работещи с изкопаеми горива.

Комисията приема горните възражения за неоснователни. Наличието на заповед по чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ на министъра на енергетиката не предполага безусловно признаване на всички извършени от дружеството разходи за периода, за който се отнася. Съгласно чл. 35, ал. 3 и ал. 4, лицата по ал. 1 подават периодично заявление пред Комисията за компенсирание на съответните разходи, след което регулаторът определя обема за компенсирание за всяко отделно предприятие и общия обем за възстановяване за съответния период. При преценката КЕВР се ръководи от принципите по чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, осигурявайки баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, както и равнопоставеност и недискриминационно третиране на отделните групи енергийни предприятия. В тази връзка разходите за квоти за въглеродни емисии следва да се остойностяват по отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, както предвиждат разпоредбите на НРЦЕЕ. Независимо от финансовото състояние на дружеството, Комисията не приема за икономически обосновано, ФСЕС, респективно всички крайни клиенти на електрическа енергия, да се натоварват с допълнителни 114 млн. лв. поради закъснели действия на ръководството на дружеството, като безусловното възстановяване на разходите за закупуване на квоти за въглеродни емисии не стимулира възприемането на оптимална стратегия за управление на позициите на пазара на емисии от страна на дружеството. Останалите искания са неоснователни, тъй като една част от тях са свързани с управленски решения в несъответствие с определената регулаторна рамка, други с договорени търговски взаимоотношения извън контрола на Комисията. По отношение на разходите за персонал следва да се има предвид, че в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР тези разходи са признати на нивото, заявено от дружеството, но въпреки това то претендира за допълнителна компенсация. В основната си част по-високите разходи, за които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД претендира да бъде компенсирано, са в резултат от сключени/актуализирани договори след 01.01.2022 г. и са свързани с отчетеното за предходното шестмесечие значително увеличение на натоварването на централата и реализация на произведената електрическа енергия на борсовия пазар (72% от общото количество произведена електрическа енергия от централата за 2021 г. е през второто шестмесечие), съответно реализирани съществено по-големи приходи спрямо предходните няколко регулаторни периода, когато дружеството е работело основно за регулирания пазар. Предвид горното, повишените разходи за ремонт (свързани с по-голямата използваемост на съоръженията) и повишените разходи за работни заплати следва да се компенсират от повишените приходи на централата от свободния пазар.

3.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, условно-постоянните разходи на дружеството са коригирани от 317 225 хил. лв. на 289 871 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за амортизации, социалните разходи, разходите за канцеларски материали и материали за текущо поддържане, до нивото, отчетено през базисната година. Освен, че дружеството не е обосновало завишените разходи за амортизации, приложимият за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД метод за регулиране не предполага предварително включване в РБА на активи, съответно признаване на амортизации за тях, вследствие на изпълнение на текущи инвестиционни дейности през периода, за който се утвърждават цени, като активите, съответно амортизацията, се отразяват след въвеждането им в експлоатация, т.е. отчетени през базисната година.

Предложената от дружеството стойност на разходите за квоти за въглеродни емисии в размер на 1 460 963 хил. лв.³ е преизчислена на 1 699 183 хил. лв.⁴

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, са както следва:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	7 250 804	7 250 804
2	Променливи разходи, в т.ч.:	хил.лв.	1 774 875	2 013 096
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил.лв.	1 460 963	1 699 183
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	317 225	289 871
4	Възвръщаемост	хил.лв.	76 089	76 089
5	Необходимите годишни приходи	хил.лв.	2 168 190	2 379 056
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	299,03	328,11

По отношение на искането за компенсирание на разходи по чл. 35 от ЗЕ.

1. Искането за компенсирание на 114 157 хил. лв. за периода от 01.01.2021 г. до 30.06.2021 е неоснователно. В Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. КЕВР е предвидила компенсация в размер на 80 473 хил. лв. за горния период, като не приема за икономически обоснована практиката на дружеството да закупува квоти за въглеродни емисии след приключване на календарната година/регулаторния период, за която са относими, като в тази връзка счита, че за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите на основание чл. 23, т. 4 от ЗЕ, възникналите допълнителни разходи следва да се остойностят по средната цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на ЕЕХ, съответно за Н1 2021 – 43,21 €/MWh. Поради бездействието и закъснелите действия на дружеството за закупуване на квоти след 01.07.2021 г., относими за предходното полугодие, при средна цена с 60% по-висока от относимата за периода, клиентите не следва да бъдат ощетени с допълнителни над 100 млн. лв.

Разликата от 67 328 тона квоти за въглеродни емисии, която се дължи на коефициента, приложен съгласно издадения Верификационен доклад за 2021 г. и съответно емитираните квоти във връзка с продажбите на НЕК ЕАД, на стойност 5 690 хил. лв. (остойностена по приложената от КЕВР средна цена за квоти за въглеродни емисии през първото полугодие на 2021 г.) не следва да се прибавя, а да се извади от признатите разходи за квоти в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.

2. Частично основателно е искането на дружеството за компенсация на разходи за квоти за въглеродни емисии за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г., възникнали поради разлика в цената, използвана в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., в размер на 51,00 евро/тон, и действителните цени, по които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е закупувало необходимите квоти. В тази връзка размерът на компенсацията е остойностен по средната цена на квоти за въглеродни емисии на проведените първични търгове на ЕЕХ за периода 01.07.2021 – 30.06.2022 г. от 71,23⁵ €/тон, в размер на 51 925 хил. лв.

3. Основателно е искането на дружеството за компенсация на разходи за периода 01.03.2022 г. – 30.06.2022 г. във връзка с нова по-висока цена на въглищата, считано от 01.03.2022 г., в размер на 87,35 лв./тУГ, водеща до разходи за въглища над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 1 415 хил. лв.;

4. Останалите искания са неоснователни, тъй като една част от тях са свързани с управленски решения в несъответствие с определената регулаторна рамка, а друга част – с

³ Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 78,50 €/тон

⁴ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 91,30 €/тон

⁵ Стойността е изчислена, като са взети предвид отчетните данни до 30.04.2022 г. и прогноза за м. май и м. юни за цени на емисиите в размер на 80,00 €/тон

договорени търговски взаимоотношения извън контрола на Комисията. По отношение на разходите за персонал следва да се има предвид, че в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР тези разходи са признати на нивото, заявено от дружеството, но въпреки това то претендира за допълнителна компенсация.

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е изчислена в размер на 328,11 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 2 379 056 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 7 250 804 MWh.

4. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ АД

Със заявление с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2022 г. „ТЕЦ Бобов дол“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 542,50 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 27,19 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 685,31 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани от дружеството при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 237 640 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 129 229 хил. лв.; гориво за разпалване (мазут) – 5 262 хил. лв.; консумативи – 103 149 хил. лв., от които разходи за закупени квоти за емисии CO₂ – 68 195 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 49 978 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 12 550 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 2 299 380 MW*h;
- Нетна електрическа енергия – 438 000 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложили параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 504 000 MWh;
- собствени нужди – 13,10%;
- нетна електрическа енергия – 438 000 MWh;
- брутен специфичен разход условно гориво, при средна калоричност на суровините 2006 kcal./кг. – 388,7 г.у.г./kWh;
- нетен специфичен разход условно гориво – 447,22 г.у.г./kWh;
- разход на мазут – 3 600 тона.

Дружеството обосновава размера на променливите разходи на база сключени анекси към рамковите договори за доставки на горива. В разходите за консумативи са запазени отчетените за базовата година стойности, индексирани според официално отчетената инфлация. „ТЕЦ Бобов дол“ АД включва в разходите за квоти за въглеродни емисии емитираните през 2021 г. по цена от 88,80 €/тон, каквато цена е записана и в годишния финансов отчет на дружеството, спазвайки Международните счетоводни стандарти за оценка на позиции (задължения).

Цената за разполагаема мощност „ТЕЦ Бобов дол“ АД обосновава при заложили параметри:

- Разполагаеми два енергийни блока, тъй като един блок е в топлофикационен режим;
- Времетраене на съгласуваните периоди за ремонт на блок – 180 дни;
- Времетраене на несъгласувани по време престои за поддръжка – 5%;
- Обща брутна разполагаема мощност – 2 299 380 MW*h;
- Норма на възвръщаемост на капитала – 7,65%, при оборотен капитал 45 151 хил. лв. и регулаторна база на активите – 164 055 хил. лв.

Дружеството разпределя постоянните разходи на централата в съответствие с относителния дял в производството на електрическа енергия през отчетния период на топлофикационната част и на кондензационната част, без да посочва конкретни стойности.

За регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. „ТЕЦ Бобов дол“ АД прогнозира разходите за заплати да са в размер на 18 456 хил. лв., съответстващи на разходите за заплати през 2021 г., увеличени с 10%, поради дългия период, в който заплатите не са коригирани и настъпилата инфлация в страната. Начисленията, свързани с работните заплати, които „ТЕЦ Бобов дол“ АД прогнозира, са 4 477 хил. лв. за осигурителни вноски по нормативни документи.

„ТЕЦ Бобов дол“ АД предвижда амортизационни разходи в размер на 10 187 хил. лв., формиращи на база отчет 2021 г. и прогноза по амортизационния план за 2022 г. за дълготрайните материални активи на централата. Разходите за ремонти са 10 419 хил. лв., като се предвижда ремонт на блокове № 1 и № 2 и основен ремонт на блок № 3. Дружеството посочва, че предвидените разходи съответстват на заложените обеми, като повишената аварийност на основните съоръжения е основен фактор за това по значимо планиране на средства.

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са 5 676 хил. лв., определени на база отчет 2021 г. и отразена инфлация от 10%.

4.2. Становище на „ТЕЦ Бобов дол“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-14-33-2 от 02.06.2022 г. „ТЕЦ Бобов дол“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

Дружеството възразява срещу корекцията на разходите за негасена вар и депониране на пепелина до стойностите, отчетени през базисната година. Обръща внимание, че тези разходи до голяма степен зависят от транспортните разходи на производителите и доставчиците на тези суровини, като значителното увеличение на цените на горивата води до натиск от тези доставчици за актуализиране цените, по които централата получава суровината.

„ТЕЦ Бобов дол“ АД изразява несъгласие с направената корекция на стойността на необходимия оборотен капитал от 45 151 хил. лв. на 34 118 хил. лв. и не споделя извода в доклада за липса на обосноваване на този ценообразуващ елемент от страна на дружеството. Посочва, че изходните данни за определяне на НОК са изцяло съобразени с указанията и правилата за определяне на цените в сектор „Електроенергетика“, както и с данните от заверения от одитор ГФО на дружеството за 2021 г.

Дружеството посочва, че изчислената му цена се отклонява с 56,21% от прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2022 г. – 30.6.2023 г. – 430,94 лв./MWh и предлага „ТЕЦ Бобов дол“ АД да бъде компенсирани за целите на определяне на стойността за изпълнение на изискванията по чл. 21, ал. 1 от ЗЕ до средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик от 217,81 лв./MWh.

Комисията приема горните възражения за неоснователни.

По отношение на извършената корекция на разходите за негасена вар и депониране на пепелина, „ТЕЦ Бобов дол“ АД не е представило доказателства (договори, споразумения, анекси и др.) за увеличаване на разходите, а механично са индексирани с 10% спрямо отчетените през базисната година.

Относно корекцията на НОК, дружеството не е представило информация и необходимите документи по чл. 14, ал. 5, 6 и 7 от НРЦЕЕ и предложената стойност е необоснована, като в този случай е приложима нормата на ал. 8 от същия член, съгласно която стойността на НОК се определя като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

По отношение на предложението на „ТЕЦ Бобов дол“ АД да бъде компенсирано за целите на определяне на стойността за изпълнение на изискванията по чл. 21, ал. 1 от ЗЕ до средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик от 217,81 лв./MWh, следва да се има предвид, че дружеството не попада в обхвата на чл. 93а и 94 от ЗЕ, като съответно не отговаря на изискванията за получаване на компенсация от ФСЕС.

4.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ АД, условно-постоянните разходи на дружеството са коригирани от 49 978 хил. лв. на 49 851 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи до нивото, отчетено през базисната година.

По отношение на променливите разходи на дружеството, разходите за хидратна и негасена вар за сероочистваща инсталация и разходите за депониране са коригирани до стойностите, отчетени през базисната година. Разходите по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ не са признати, предвид разпоредбата на чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, съгласно която за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходите на производителите, съставляващи дължими на ФСЕС вноски в размер на 5% от приходите от продадената електрическа енергия, без ДДС. Разходите за квоти за въглеродни емисии са преизчислени от 68 195 хил. лв.⁶ на 70 115 хил. лв.⁷

НОК е коригиран от 45 151 хил. лв. на 34 118 хил. лв., с оглед на което и РБА, част от която е оборотният капитал, е преизчислена от 164 055 хил. лв. на 153 023 хил. лв. Посочената корекция на оборотния капитал е направена въз основа на разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай, че дружеството не е обосновало стойността на оборотния капитал, то неговата стойност се определя като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „ТЕЦ Бобов дол“ АД, са както следва:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	438 000	438 000
2	Променливи разходи	хил.лв.	237 640	233 284
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил.лв.	68 195	70 115
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	49 978	49 851
4	Възвръщаемост	хил.лв.	12 550	11 706
5	Необходимите годишни приходи	хил.лв.	300 168	294 840
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	685,31	673,15

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ АД е изчислена в размер на 673,15 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 294 840 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 438 000 MWh.

⁶ Стойността е изчислена от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 88,80 €/тон

⁷ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 91,30 €/тон

5. „ТЕЦ МАРИЦА 3“ АД

5.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Марица 3“ АД прогнозна информация.

Със заявление с вх. № Е-14-34-3 от 01.04.2022 г. „ТЕЦ Марица 3“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 392,80 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 23,16 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 505,43 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 53 028 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 16 706 хил. лв.; консумативи – 430 хил. лв.; други променливи разходи – 12 159 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 159 хил. лв. и закупена електрическа енергия – 12 000 хил. лв., разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 22 457 хил. лв.; разходи за абсорбент – 1 276 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 12 512 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 2 693 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 656 640 MW*h;
- Нетна електрическа енергия – 135 000 MWh.

Производствената програма на „ТЕЦ Марица 3“ АД за новия ценови период предвижда производството на 135 000 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 53 028 хил. лв., като в нея дружеството включва горива за производство: местни въглища - 162 685 т., биомаса и природен газ, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: енергия за собствени нужди, депониране на пепелина и разходи за закупени квоти за въглеродни емисии. Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е както следва:

- основното гориво, използвано в „ТЕЦ „Марица 3“ АД, са въглища от „Марица Енерджи“ ЕООД. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 7 914 хил. лв. Очаква се специфичният разход на условно гориво за бруто произведена електрическа енергия да е 434,1 гуг./kWh. Разходи за биомаса – 4 050 хил. лв. Действаща средна цена на гориво – 246,61 лв./тУГ;

- разходите за газ за запалване и стабилизиране на горивния процес са на обща стойност 4 742 хил. лв. По-високите разходи за газ се дължат на прогнозираното по-голямо производство и увеличаване (поради диспечирание) на циклите пуск/стоп за централата. Очакваният разход на природен газ за целия период е около 1 000 х.нм³. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база утвърдената от КЕВР цена;

- по отношение разходите за консумативи дружеството посочва, че с най-голяма тежест са разходите за варовик и хидратна вар, формирани от количеството им, използвано за сероочистване на димните газове до постигане на екологичните стандарти. Планираните разходи за варовик и хидратна вар възлизат на 1 276 хил. лв.

По отношение на условно-постоянните разходи дружеството планира средства за работни заплати и осигуровки за регулаторния период 01.07.2022 – 30.06.2023 г. в размер на 3 809 хил. лв. Предвидено е увеличение на средствата за работна заплата в резултат на увеличение на средносписъчния състав на „ТЕЦ Марица 3“ АД. Въпреки засиленото ангажиране на ремонтния персонал по изпълнение на дейностите, свързани с ремонта и поддръжката на съоръженията със собствени средства, дружеството посочва, че е необходимо да наеме и допълнителен персонал.

Планираните разходи за амортизации за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. са по-високи спрямо отчетените през 2021 г., като прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „ТЕЦ Марица 3“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот. Дружеството посочва, че в периода 2011 г. – 2020 г. е реализирало значителни

инвестиции, необходими за възстановяване и модернизиране на остарели производствени мощности и изграждане на екологични съоръжения (сериозно почистващи инсталации на блок 3), редица ремонти на блок 120 MW, което е довело до увеличаване на стойността на дълготрайните материални активи, респективно на разходите за амортизации.

„ТЕЦ Марица 3“ АД планира ремонтна програма за новия период на стойност 1 950 хил. лв. Дружеството обосновава завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2021 г., с планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение.

Планираното увеличение на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, е свързано с извършен предварителен анализ и оценка на влиянието на някои външни фактори върху общия обем на разходите, като например увеличение в цените на горивата води до увеличение на общия обем разходи за автотранспорт. Дружеството планира и вътрешна оптимизация на разходите за материали за текущо поддържане, работно облекло, служебни карти за пътуване и др.

Дружеството посочва, че в съответствие с „Указания за образуване на цените при производство на електрическа енергия при прилагане на метода за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, в регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв. Изчислената регулаторна база на активите, посочена в заявлението, възлиза на 15 560 хил. лв.

„ТЕЦ Марица 3“ АД заявява норма на възвръщаемост на собствения капитал за определяне на цената за разполагаемост в размер на 17,31%. Според дружеството това е минимално необходимата възвръщаемост, която има за цел да обезпечи финансовите разходи по дългосрочни кредити.

5.2. Становище на „ТЕЦ Марица 3“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-14-34-2 от 01.06.2022 г. „ТЕЦ Марица 3“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

Дружеството възразява срещу използвания подход за определяне на прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., определена в размер на 430,94 лв./MWh. Счита, че в настоящата политическа обстановка и вземайки предвид мнението на повечето финансови анализатори, прогнозата при всички енергоносители за следващия регулаторен период е за продължаваща тенденция за увеличаване на цените. Нормализиране на ценовите нива дружеството очаква не по-рано от една година след приключване на военния конфликт и съответно преодоляване на последствията от наложените санкции на Русия от страна на Европейския съюз. Намира анализа, извършен в доклада за период за доставка Н1 2023 с определена цена от 448,12 лв./MWh, за неоправдано оптимистичен и нереалистичен. Отбелязва, че при извършеното сравнение между постигнатите нива на търговете, организирани на платформите на БНЕБ ЕАД и референтната фючърсна стойност за съответния период, правилно е забелязано отклонение в постигнатите ценови нива. Според дружеството, обаче, е необяснимо защо при прогнозирането на цената за предстоящия регулаторен период е отчетена асиметричността между референтната фючърсна стойност, близка до 460,00 лв./MWh, но въпреки това е прието необосновано допълнително отклонение на цената в размер на около 8% надолу. Въз основа на изложеното „ТЕЦ Марица 3“ АД счита, че прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. следва да бъде в размер, не по-нисък определения за Н2 2022 – 488,71 лв./MWh. Посочва, че при този размер на прогнозната пазарна цена „ТЕЦ Марица 3“ АД би изпълнило изискванията на чл. 21, ал 1, т. 21 и чл. 24, ал. 2 от ЗЕ и КЕВР би следвало да определи разполагаемост на централата за сключване на сделки за продажба на електрическа енергия на регулирания пазар.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. Подробни аргументи относно определената прогнозна пазарна цена са изложени в т. I от мотивите на настоящото решение. Независимо от горното, дори и при по-висока стойност на прогнозната пазарна цена „ТЕЦ Марица 3“ АД не отговаря на условията на чл. 24, ал. 2 от ЗЕ, предвид обстоятелството, че „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е с по-ниска цена.

5.3. Ценообразуващи елементи

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД, се установява, че предвид ниската степен на функциониране на централата през базисната година не е възможно да се извърши пълен анализ и оценка на предлаганите от дружеството стойности на отделните групи разходи. В тази връзка предложените от „ТЕЦ Марица 3“ АД стойности на условно-постоянните и променливите разходи не са коригирани.

Предвид факта, че „ТЕЦ Марица 3“ АД е с отрицателен собствен капитал, предложената от дружеството норма на възвръщаемост не е коригирана.

Разходите за квоти за въглеродни емисии са преизчислени от 22 457 хил. лв.⁸ на 22 782 хил. лв.⁹

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „ТЕЦ Марица 3“ АД, са както следва:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	135 000	135 000
2	Променливи разходи в т.ч.	хил.лв.	53 028	53 354
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил.лв.	22 457	22 782
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	12 512	12 512
4	Възвръщаемост	хил.лв.	2 693	2 693
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	68 233	68 559
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	505,43	507,84

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД е изчислена в размер на 507,84 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 68 559 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 135 000 MWh.

6. „ТОПЛОФИКАЦИЯ РУСЕ“ АД

6.1. Анализ и оценка на предоставената от „Топлофикация Русе“ АД прогнозна информация.

Със заявление с вх. № Е-14-09-4 от 01.04.2022 г. „Топлофикация Русе“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 548,39 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 19,63 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 568,03 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 74 246 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 50 006 хил. лв., от които вносни въглища – 26 041 хил. лв. и мазут – 23 966 хил. лв.; консумативи – 80 хил.

⁸ Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица 3“ АД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 90,00 €/тон

⁹ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 91,30 €/тон

лв.; други променливи разходи – 24 160 хил. лв., от които разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 23 994 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 2 422 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 76 хил. лв.; начисления, свързани с работните заплати – 20 хил. лв.; разходи за амортизации – 1 401 хил. лв.; разходи за ремонт – 805 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 120 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 236,5 хил. лв.;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 135 388 MW*h;

– Нетна електрическа енергия – 135 388 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложените параметри:

– произведена електрическа енергия бруто – 153 600 MWh;

– собствени нужди – 11,86%;

– нетна електрическа енергия – 135 388 MWh;

– брутен специфичен разход условно гориво – 371,7 г.у.г./kWh;

– нетен специфичен разход условно гориво – 421,65 г.у.г./kWh.

6.2. Становище на „Топлофикация Русе“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-14-09-1004 от 02.06.2022 г. „Топлофикация Русе“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

Дружеството изразява несъгласие с направената корекция на условно-постоянните разходи от 2 422 хил. лв. на 2 322 хил. лв. до нивото на отчетените през базисната година с мотива, че при прогнозата му за условно-постоянни разходи са взети предвид значителното ниво на инфлация от и над 10% и очакванията на икономическите анализатори за тенденция към допълнителното ѝ нарастване.

Според „Топлофикация Русе“ АД при определянето на прогнозната пазарна цена в доклада не са съобразени редица фактори и обстоятелства. Отбелязва, че сложната международна, политическа и икономическа обстановка и прогнозите на повечето финансови анализатори за скок на цените на всички енергоносители неминуемо ще доведат до повишаване на цената на електрическата енергия на борсовите пазари – както на пазара „ден напред“, така и при сделките с бъдещ период на доставка. Посочва, че дори в направените анализи в представения доклад се вижда ясната тенденция за повишаване на цените за второто полугодие на 2022 г., както и в нивата на фючърните сделки на БНЕБ ЕАД и останалите регионални борси. За дружеството остава неясен фактът, че при прогнозирането на цената Комисията отчита референтна фючърсна стойност близка до 460 лв./MWh, но приема допълнително намаление на цената от 8%.

Поради горните съображения счита, че при извършения финансов анализ е взет като работен оптимистичен сценарий за движението на цените през регулаторния период и настоява да се приложи сценарий по-близък до реалността.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. Корекцията на условно-постоянните разходи е в резултат на корекция на разходите за амортизации до нивото, отчетено през базисната година. За тези разходи инфлационният индекс е неприложим, тъй като те зависят изцяло от реализираните през предходната година инвестиции и балансовата стойност на съществуващите активи.

Подробни аргументи относно определената прогнозна пазарна цена са изложени в т. I от мотивите на настоящото решение. Независимо от горното, дори и при по-висока стойност на прогнозната пазарна цена „Топлофикация Русе“ АД не отговаря на условията на чл. 24, ал. 2 от ЗЕ, предвид обстоятелството, че „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е с по-ниска цена.

6.3. Ценообразуващи елементи

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „Топлофикация Русе“ АД, условно-постоянните разходи са коригирани от 2 422 хил. лв. на 2 322 хил. лв., в резултат на корекция на разходите за амортизации до нивото, отчетено през базисната година. Освен че дружеството не е обосновало завишените разходи за амортизации, приложимият за „Топлофикация Русе“ АД метод за регулиране не предполага предварително включване в РБА на активи, съответно признаване на амортизации за тях, вследствие на изпълнение на текущи инвестиционни дейности през периода, за който се утвърждават цени, като активите, съответно амортизацията се отразяват след въвеждането им в експлоатация, т.е. отчетени през базисната година. Стойностите на променливите разходи не са коригирани, с изключение на разходите за закупени квоти за въглеродни емисии, които са преизчислени от 23 994 хил. лв.¹⁰ на 24 340 хил. лв.¹¹

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „Топлофикация Русе“ АД, са както следва:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	135 388	135 388
2	Променливи разходи в т.ч.	хил.лв.	74 246	74 594
2.1.	квоти за въглеродни емисии	хил.лв.	23 994	24 340
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	2 422	2 322
4	Възвръщаемост	хил.лв.	213	213
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	76 880	77 128
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	567,85	569,68

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „Топлофикация Русе“ АД е изчислена в размер на 569,68 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 77 128 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 135 388 MWh.

III. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА РАЗПОЛАГАЕМОСТ ПО ЧЛ. 21, АЛ. 1, Т. 21 ОТ ЗАКОНА ЗА ЕНЕРГЕТИКАТА

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 1 от ЗЕ КЕВР определя прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да закупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители. По този начин се гарантират количествата електрическа енергия, необходими на крайните снабдители за снабдяване по регулирани цени на обекти на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниво ниско напрежение, когато тези клиенти не се снабдяват от друг доставчик (чл. 93а, ал. 2 от ЗЕ).

Съгласно чл. 93а, ал. 1 от ЗЕ общественият доставчик НЕК ЕАД закупува електрическата енергия от централи, присъединени към електропреносната мрежа, с обща инсталирана електрическа мощност по-малка от 500 kW, произведена от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, по договори за дългосрочно закупуване на разполагаемост и електрическа енергия, както и в количество, определено по реда на чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ.

¹⁰ Стойността е изчислена от „Топлофикация Русе“ АД при прогнозна цена на квоти за въглеродни емисии от 90,00 €/тон

¹¹ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на квоти за въглеродни емисии от 91,30 €/тон

По силата на чл. 94 от ЗЕ крайните снабдители продават на обществения доставчик количествата електрическа енергия, която са закупили по чл. 162 от ЗЕ и по чл. 31 от ЗЕВИ по цената, по която са я закупили.

Предвид горното и с оглед вида на използвания първичен енергиен източник при производители на електрическа енергия от възобновяеми източници, технологията на производство при производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и условията на дългосрочните договори за изкупуване на електрическа енергия, сключени с „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и с „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, за тези производители не се определя индивидуална разполагаемост, а количества електрическа енергия, с които общественият доставчик участва при осигуряване на необходимите на крайните снабдители количества електрическа енергия.

С оглед на това, че определяната по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ на производителите разполагаемост за производство на електрическа енергия е обвързана с цените, по които общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители, както и с цените, по които крайните снабдители продават електрическа енергия на крайни клиенти, периодът, за който следва да бъде определена разполагаемостта, следва да съответства на ценовия период на тези цени – 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2022 г. от НЕК ЕАД, вх. № Е-13-47-14 от 31.03.2022 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД, вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2022 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-16 от 30.03.2022 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-5 от 31.03.2022 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-4 от 31.03.2022 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2022 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, вх. № Е-14-34-3 от 01.04.2022 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД и вх. № Е-14-09-4 от 01.04.2022 г. от „Топлофикация-Русе“ АД. Използвана е и информация, постъпила с допълнително писмо с вх. № Е-13-77-1003 от 13.05.2022 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД.

Въз основа на гореизложеното, за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. са определени прогнозни количества електрическа енергия, които общественият доставчик ще продава за покриване на потреблението на крайните снабдители, без включени количества за обмен със съседни електроразпределителни дружества, посочени по-долу:

- „Електрохолд Продажби“ АД – 4 866 543 MWh;
- „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 279 845 MWh;
- „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 2 938 904 MWh;
- „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – 1 325 MWh.

Предвид отклоненията на прогнозите на крайните снабдители от реално закупените количества от обществения доставчик през последните два ценови периода, както и разминаването в прогнозите на НЕК ЕАД (12 261 639 MWh) и крайните снабдители (11 694 556 MWh) за следващия ценови период, при определянето им са използвани отчетните данни за 2021 г., които са индексирани с 1% – 12 086 618 MWh.

Въз основа на извършен анализ на информацията относно прогнозната структура на производството и потреблението на електрическа енергия за новия ценови период е установено, че необходимото количество електрическа енергия за покриване нуждите от енергия в страната е в размер на 33 930 000 MWh, от които 12 086 618 MWh за крайни битови клиенти на регулиран пазар.

Предвид горното е необходимо да се извърши оценка на производствените мощности, които трябва да се включат в разполагаемостта за производство на електрическа енергия. В тази връзка следва да се има предвид разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ от ЗЕ, която не допуска определяне на разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период, с изключение на

тези по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ, както и разпоредбата на чл. 24, ал. 2 от ЗЕ, според която при изпълнение на правомощието си по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ КЕВР прилага критериите по-ниска цена, сезонност и покриване на върхови товари.

В таблицата по-долу са посочени производителите, подали заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия, респективно имащи намерение да сключват сделки за продажба на електрическа енергия на регулирания пазар, което от своя страна изисква да имат определена разполагаемост по реда на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ. Предвид изискването на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ, за тези производители са посочени и по-горе изчислените цени на електрическа енергия, съответно разликата между тях и прогнозната пазарна цена:

Производител	Пълна цена за енергия, лв./MWh	Прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., лв./MWh	Разлика в %
1 „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	60,96	430,94	-85,85%
2 ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	80,98	430,94	-81,21%
3 „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	328,11	430,94	-23,86%
4 „ТЕЦ Бобов дол“ АД	673,15	430,94	56,21%
5 „ТЕЦ Марица 3“ АД	507,84	430,94	17,84%
6 „Топлофикация Русе“ АД	569,68	430,94	32,19%

Видно от горната таблица, с оглед изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ и чл. 24, ал. 2 от ЗЕ КЕВР не следва да определя разполагаемост на „ТЕЦ Бобов дол“ АД, „ТЕЦ Марица 3“ АД, „Топлофикация Русе“ АД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Допълнителен аргумент в тази връзка може да се изведе от изискванията на чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, съгласно които Комисията следва да осигури условия за развитие на конкурентни и добре функциониращи регионални пазари в рамките на Европейския съюз, предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар, като едновременно с това осигури балансирано изменение на цените за крайните клиенти. Както е посочено по-долу, в микса на НЕК ЕАД попадат цялото изкупувано по преференциални цени количество електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от централи с обща инсталирана електрическа мощност по-малка от 500 kW, и електрическата енергия по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия. Предвид прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. в размер на 430,94 лв./MWh, е обосновано миксът на обществения доставчик да се допълва с електрическа енергия по цени близки или по-ниски от тези на пазара. Обратното би означавало, че на производителите с регулирани цени, по-високи от пазарните, се осигурява конкурентно предимство, тъй като продавайки на обществения доставчик на по-високи цени ще имат възможност да предлагат на свободния пазар количества на по-ниски цени от тези на останалите пазарни участници, което е в противоречие с принципите по чл. 23, т. 2 – т. 6 от ЗЕ. В тази връзка определянето на количества на ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД и разполагаемост на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е с оглед значително по-ниските цени на тези производители, спрямо предложените такива от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ АД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „Топлофикация Русе“ АД. За последните три дружества не може да бъде определена разполагаемост за производство на електрическа енергия за изкупуване от обществения доставчик, тъй като видно от аргументите по-горе по т. II. тяхната регулирана цена би била с повече от 10 на сто над прогнозната пазарна цена по т. I. по-горе – арг. от чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ. На „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, макар и непопадащо в обхвата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ, също не следва да се определя разполагаемост. За да бъде гарантиран принципът по чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ, следва да се съобрази критерия по чл. 24, ал. 2 от ЗЕ за по-ниска цена предвид факта, че цената на дружеството е по-висока от цените на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и на НЕК ЕАД за ВЕЦ, които са съответно с 438% и 305% по-ниски.

Предвид горните аргументи, следва да бъдат определени разполагаемост, съответно количества електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и на НЕК ЕАД за ВЕЦ, които са негова собственост.

Въз основа на гореизложеното, определените общи количества електрическа енергия, необходими за осигуряване на потреблението на клиентите на крайните снабдители, както и за реализация на пазара по свободно договорени цени, са представени в таблицата по-долу:

№	Електрическа енергия по централи в MWh	Общо	За регулиран пазар	За свободен пазар
1	ТЕЦ „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“	3 860 000	2 702 000	1 158 000
2	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	5 060 000	2 985 400	2 074 600
3	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 1 MW	352 855	352 855	0
4	Топлофикационни и заводски централи	4 364	4 364	0
5	Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ	9 277 219	6 044 619	3 232 600
6	АЕЦ „Козлодуй“	4 993 200	4 993 200	0
7	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 178 843	1 048 798	2 130 045
9	Общо количество енергия, реализирано от НЕК ЕАД	17 449 262	12 086 618	5 362 645

Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници под 500 kW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2021 г., като са взети предвид условията на § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

Съгласно разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ, КЕВР следва да определи месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители:

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители							
	Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	ВИ	ОБЩО
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.22	72 371	372 000	200 000	130 000	126	39 587	814 084
авг.22	92 941	372 000	150 000	150 000	197	36 691	801 830
сеп.22	80 759	324 000	100 000	150 000	172	28 241	683 172
окт.22	58 000	260 750	170 000	490 000	190	18 854	997 793
ное.22	107 621	468 000	250 000	250 000	448	12 457	1 088 526
дек.22	87 677	610 080	360 000	325 000	608	10 216	1 393 582
яну.23	69 504	632 400	360 000	280 000	651	19 701	1 362 255
фев.23	57 514	504 000	260 000	300 000	482	25 723	1 147 719
мар.23	126 476	520 100	250 000	350 000	575	33 207	1 280 358
апр.23	105 607	360 000	200 000	320 000	541	39 752	1 025 900

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители							
	Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	ВИ	ОБЩО
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
май.23	94 706	260 400	200 000	160 000	213	46 099	761 418
юни.23	95 621	309 470	202 000	80 400	163	42 327	729 980
юли 2022-юни.23	1 048 799	4 993 200	2 702 000	2 985 400	4 364	352 855	12 086 618

Потреблението на клиентите на крайните снабдители ще бъде покривано с енергията от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД и от енергията по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ.

Предвид горните факти и обстоятелства и произтичащите от тях изводи, за новия регулаторен период следва да бъдат утвърдени цени на електрическата енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и НЕК ЕАД за ВЕЦ, негова собственост, и съответно не следва да бъдат утвърждавани такива цени на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ АД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „Топлофикация Русе“ АД. В тази връзка следва да бъдат утвърдени следните цени на производители на електрическа енергия:

- „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 60,96 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 954 109 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 650 833 MWh.;
- НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – 80,98 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 257 427 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 178 843 MWh.

IV. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, е в размер на 108,37 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 5,34 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 1 190 414 хил. лв. и енергия – 10 984 721 MWh.

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2022 г. за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД е изготвило прогноза за предстоящия регулаторен период при следните предпоставки и условия:

- количествата електрическа енергия, необходими за крайните снабдители, са изчислени на база отчетените осем месеца от текущия регулаторен период юли 2021 – февруари 2022 г. и отчета за закупените количества електрическа енергия от крайните снабдители за периода март 2021 г. – юни 2021 г. от предходния регулаторен период, в размер на общо 12 261 639 MWh;
- количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство и от възобновяеми източници са по предоставените от крайните снабдители прогнози;
- общото количество електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, предназначено за регулирания пазар, е прогнозирано в размер на 3 900 000 MWh;
- количества електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не са предвидени;

- количествата електрическа енергия от „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД са в размер на 3 310 000 MWh;
- количествата електрическа енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са в размер на 4 960 000 MWh;
- компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ за следващия регулаторен период в размер на 3% от цената за енергия на обществения доставчик за регулирания пазар – 7,43 лв./MWh.

1. Становище на НЕК ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-01-1005 от 02.06.2022 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

1.1. По количествата електрическа енергия за покриване потреблението на клиентите на крайните снабдители

НЕК ЕАД посочва, че при потвърждаване на прогнозата на дружеството за по-високо потребление на крайните снабдители от определеното в доклада ще се формира недостиг от средства във ФСЕС и недокомпенсиране на обществения доставчик. Намира за коректно Комисията да предвиди по-високо потребление, с което да се избегне рискът от недостиг на енергия за крайните снабдители, необходимостта от допълнителни средства за компенсиране и актуализиране на ценовото решение по време на регулаторния период. Счита, че компенсирането на НЕК ЕАД е въз основа на реално продадена енергия и няма риск от надвземане на средства от ФСЕС.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Определените в приетия от КЕВР доклад прогнозни количества електрическа енергия за регулиран пазар представляват отчетените такива за 2021 г., индексирани с 1% (12 086 618 MWh). Предвид отклоненията на прогнозите на крайните снабдители от реално закупените количества от обществения доставчик през последните два ценови периода, както и разминаването в прогнозите на НЕК ЕАД (12 261 639 MWh) и крайните снабдители (11 694 556 MWh) за следващия ценови период, Комисията е използвала балансиран подход. При необходимост от обезпечаване на доставките на регулиран пазар с допълнителни количества електрическа енергия, общественият доставчик следва да използва част от количествата, определени за реализация на свободния пазар.

Според НЕК ЕАД близките стойности на цената, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители, използвана в нормативно определените методики на специалната балансираща група на НЕК ЕАД за производители от ВИ, чиято енергия се изкупува от крайните снабдители и на комбинираните балансиращи групи, и на цената за излишък създават предпоставка при прогнозиране на графици за Д+1 координаторите умишлено да избират позиция на излишък. Последното затруднява изготвянето на графика на обществения доставчик за Д+1, както и управлението на ЕЕС от оператора на електропреносната мрежа, като за преодоляване на този проблем НЕК ЕАД счита за необходимо извършването на изменения в методиките на горните балансиращи групи.

Комисията счита горното възражение за неотнормимо към настоящото административно производство.

1.2. По цената на електрическата енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД

Общественият доставчик изразява несъгласие с непризнаването в цената за разполагаемост на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД на разходите за инвестицията за

извършената SO₂ & NO_x модернизация. Посочва, че с частично окончателно решение на арбитражен съд от м. февруари 2022 г. НЕК ЕАД е осъдено да заплати на „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД сумата от 10 милиона евро, като размерът на претенциите за дължимите ДДС, лихви и разходи предстои да бъде установен в последващото окончателно решение.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. В Комисията е представен за одобрение тарифен модел с писмо с вх. № Е-13-14-3 от 01.03.2018 г. Към момента административното производство в тази връзка не е приключило с изричен административен акт. В допълнение следва да се има предвид, че Споразумението за изменение от 07.03.2016 г. не предвижда механизъм, по който на НЕК ЕАД ще бъде възстановена заплатената от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД инвестиция за SO₂ и NO_x модернизация, включително нормата на възвръщаемост, съобразена с начините и сроковете за заплащане на Общия размер на инвестицията.

1.3. По цената на квотите за въглеродни емисии, използвана при определяне на цените на „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД

НЕК ЕАД обръща внимание, че ако през следващия регулаторен период съществено се увеличат цените на квотите за въглеродни емисии, както през текущия регулаторен период, общественият доставчик няма да бъде напълно и навременно компенсирани, което ще доведе до невъзможност да се извършва в пълен размер плащането към производителите със сключени споразумения за изкупуване на енергия (СИЕ) и до риск от ограничаване и спиране на производството им, съответно до невъзможност НЕК ЕАД да изпълни задълженията си за осигуряване на количества електрическа енергия на крайните снабдителите. За да не се стигне до липса на оборотни средства в дружеството, намира за необходимо Комисията да разработи механизъм, чрез който при съществена промяна на цените на квотите за въглеродни емисии да бъдат своевременно компенсирани разходите на обществения доставчик за закупената енергия от двете централи.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно с оглед разпоредбата на чл. 31б от ЗЕ, съгласно която Комисията има право при необходимост да изменя утвърдените цени на електрическата енергия, цените за достъп и/или пренос през електропреносната и/или електроразпределителните мрежи и цената и/или компонентата от цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 по време на ценовия период, но не по-често от веднъж на календарно тримесечие, от което свое правомощие регулаторът се е възползвал многократно.

1.4. По компонентата за дейността „обществена доставка“

НЕК ЕАД посочва, че признатите за следващия регулаторен период приходи от компонентата за дейността „обществена доставка“ в размер на 78 926 хил. лв. няма да бъдат достатъчни за покриване на разходите за издръжка на обществения доставчик (9 733 хил. лв.) и за лихви по три кредитни споразумения с БЕХ ЕАД (73 124 хил. лв.), което формира недостиг от 3 931 хил. лв. Тъй като услугата за обществена доставка е определена на максималния нормативно определен размер, НЕК ЕАД предлага недокомпенсираната част да бъде възстановена чрез средства от ФСЕС.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Според разпоредбата на чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ утвърдените необходими годишни приходи за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ включват и компонента в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството, като на НЕК ЕАД е определен максималният размер. Съгласно чл. 36б, ал. 1, т. 1 от ЗЕ ФСЕС се създава за управление на средствата за покриване на разходите, извършени от обществения доставчик, произтичащи от задълженията му по чл. 93а и 94 от ЗЕ, определени с решение на Комисията, включително за минали регулаторни периоди. Частта от горните лихви по кредитните споразумения с БЕХ ЕАД, която е непокрита от приходите от компонентата за дейността „обществена доставка“, е свързана

със заем за финансово осигуряване на изплащането от НЕК ЕАД на присъдените суми по Арбитражно дело № ICC Case 18086/GZ/МНМ и Споразумение за окончателно уреждане на отношенията между страните по Арбитражно дело № ICC Case 18086/GZ/МНМ, които не попадат в обхвата на чл. 93а и 94 от ЗЕ.

1.5. По очакваните допълнителни разходи за закупуване на електрическа енергия от „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

НЕК ЕАД прогнозира допълнителни разходи за закупуване на електрическа енергия от „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД за текущия регулаторен период в размер на 468 503 хил. лв. въз основа на отчетни данни към м. февруари 2022 г. и прогноза за м. март, м. април, м. май и м. юни 2022 г., в резултат на по-голямото количество електрическа енергия, произведено от двете централи за осигуряване потреблението на крайните снабдители, което се очаква да достигне 12 262 GWh, и на по-големия разход за закупуване на квоти за въглеродни емисии за произведената електрическа енергия от тези централи, като очаква средната цена на закупените квоти за въглеродни емисии за „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД да достигне 76,00 €/тон, а за „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД – 74,00 €/тон. Подчертава, че горният некомпенсиран недостиг е изчислен само върху енергията, която се очаква да бъде предоставена на крайните снабдители и пълната разполагаемост на двете централи за регулаторния период.

Според НЕК ЕАД при определянето на допълнителна компенсация на обществения доставчик в размер на 252 239 хил. лв. Комисията напълно изменя прилагания с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. механизъм за компенсиране. В цитираното решение цялата разполагаемост подлежи на компенсация от ФСЕС, като дори е определена и електрическа енергия за свободен пазар, която да се компенсира от Фонда. В искането за компенсиране на натрупани разходи за предходен период НЕК ЕАД заявява само електрическата енергия за регулиран пазар и пълната разполагаемост. Счита, че подходът, използван от КЕВР за преразпределение на разполагаемостта, отнасяйки я и към енергията за свободен пазар, противоречи на Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. и на начина на оферирание на енергия от НЕК ЕАД за свободен пазар през изминалите месеци, като настоява за компенсиране на пълната разполагаемост от ФСЕС за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

В допълнение акцентира и върху разсроченото изплащане на допълнителната компенсация от 252 239 хил. лв. на 12 равни месечни вноски, което ще наруши паричния поток на дружеството, тъй като разходите вече са направени или ще са факт до средата на м. юли 2022 г.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. По-долу в т. V от мотивите на настоящото решение са изложени подробни аргументи относно преизчисления размер на компенсацията. Неправилно е разбирането на НЕК ЕАД, че общественият доставчик следва да получава компенсация от ФСЕС за цялата разполагаемост на двете централи със сключени СИЕ. В Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., както и в предходните ценови решения на КЕВР, разходите за разполагаемост са елемент от пълната цена на производителите, а компенсацията от Фонда се определя като разлика между пълната цена и прогнозната пазарна цена, независимо дали електрическата енергия е предназначена за регулирания или за свободния пазар. На основание чл. 34 от ЗЕ енергийните предприятия имат право да предявят искане за признаване и компенсиране на невъзстановяеми разходи, произтичащи от извършени инвестиции и/или сключени сделки до влизането в сила на този закон, които не могат да бъдат възстановени в резултат на създаване на конкурентен електроенергиен пазар. Съгласно чл. 34, ал. 5 от ЗЕ Комисията, ръководейки се от принципите по чл. 23 и при отчитане на промените в конкурентните условия, преизчислява ежегодно максималния общ размер на компенсацията, свързана с невъзстановяемите разходи и определя обема за възстановяване за съответния период. За количествата електрическа енергия от двете централи, които общественият

доставчик е реализирал на регулирания пазар, е безспорно, че същият следва да бъде компенсирал, тъй като те са включени в микса по определената за тях прогнозна пазарна цена, която не е променяна до края на регулаторния период. Компенсацията, обаче, за реализираната електрическа енергия по свободно договорени цени е преразгледана, предвид обстоятелството, че постигнатата при реализацията на тази електрическа енергия на борсовия пазар цена надвишава пълната цена, дължима съгласно условията на сключените СИЕ. Комисията приема това преизчисляване за необходимо с оглед точното установяване на размера на невъзстановяемите за НЕК ЕАД разходи, както и за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Неизвършването на такова преизчисляване ще доведе до двойно компенсиране на обществения доставчик, а именно: от една страна, чрез претендираната компенсация от ФСЕС за повишените цени на въглеродните емисии и от друга, чрез повишените цени на пазара на електрическа енергия, спрямо заложените в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. По отношение на претенцията за по-високи от отчетените средни цени на квотите въглеродните емисии, Комисията счита, че безусловното възстановяване на разходите за закупуване на квоти за въглеродни емисии не стимулира възприемането на оптимална стратегия за управление на позициите на пазара на емисии от страна на централите.

1.6. По разходите за закупуване на допълнителни количества електрическа енергия от производители от ВИ за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

НЕК ЕАД очаква до края на регулаторния период да закупи със 75 880 MWh повече електрическа енергия от производители от ВИ, като средствата, които следва да бъдат компенсирани, ще достигнат 62 317 хил. лв. или с 14 424 хил. лв. повече спрямо предвидените в Решение № Ц-27 от 01.07.2022 г. Посочва, че количествата електрическа енергия над прогнозираните от КЕВР дружеството насочва за покриване на повишеното потребление на регулиран пазар, в противен случай то ще трябва да бъде задоволено от производство от централите с дългосрочни договори, за което допълнително производство общественият доставчик също следва да бъде компенсирал от ФСЕС. Предвид горното настоява за допълнително закупеното количество електрическа енергия от производители от ВИ дружеството да бъде компенсирал с 14 424 хил. лв., от които за енергията за регулиран пазар – 9 634 хил. лв., а за свободен пазар – 4 789 хил. лв.

Горното възражение Комисията приема за частично основателно, като по долу са предвидени 9 634 хил. лв. за закупеното количество електрическа енергия за регулиран пазар. Прогнозната стойност на компенсацията за обществения доставчик във връзка със задълженията му за закупуване на електрическа енергия от ВИ, утвърдена с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., е в размер на 47 894 хил. лв., от които: за регулиран пазар – 43 104 хил. лв., за свободен пазар – 4 789 хил. лв. От изложените по-горе аргументи във връзка с постигнатата цена на организирания борсов пазар е видно, че НЕК ЕАД не следва да получава компенсации за реализираната на свободния пазар електрическа енергия, тъй като пазарната цена надвишава средната цена на производителите от ВИ в размер на около 328,55 лв./MWh.

1.7. По признаването на тарифния дефицит на обществения доставчик, формиран през предходни регулаторни периоди

Дружеството отбелязва, че в резултат на постановени решения на КЕВР за предходни регулаторни периоди НЕК ЕАД, в качеството си на обществен доставчик, е натрупало ценови дефицит, който към настоящия момент възлиза на 2 392 694 хил. лв. В тази сума не е отразен очакваният дефицит от текущия регулаторен период, но са включени увеличените разходи от по-високите цени на квотите за въглеродни емисии през регулаторния период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. в размер на 32 523 хил. лв., които не са били напълно компенсирани с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. Според НЕК ЕАД течащият процес на либерализация налага

постепенно намаляване на функциите на обществения доставчик. Поради това счита за необходимо тарифният дефицит да бъде признат, като бъде изготвен и приложен механизъм за възстановяването му в периода преди пълното отпадане на дейността „обществена доставка на електрическа енергия“.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. По-долу в решението са представени мотиви относно невключването на предявените от обществения доставчик за възстановяване разходи от предходни регулаторни периоди.

2. Средна покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик („Миксова цена“)

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

– 12 086 618 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар. Предложената стойност от обществения доставчик е коригирана, както е описано по-горе;

– 5 362 645 MWh са предназначени за реализиране на борсовия пазар.

Количествата и разходите, участващи при формиране на „миксовата цена“ на НЕК ЕАД за регулирания пазар, са представени в таблицата по-долу:

Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик				
	ПОЗИЦИЯ	Прогноза за регулаторния период		Средна цена на електрическата енергия
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	4 993 200	304 385	60,96
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 178 843	257 423	80,98
3	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 860 000	1 486 356	385,07
4	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	5 060 000	1 651 204	326,32
5	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	4 364	2 604	596,68
6	ВИ под 500 kW	352 855	98 693	279,70
7	Средна покупна цена на обществения доставчик	17 449 262	3 800 665	217,81

Разходите за електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, участващи във формирането на средната покупна цена за електрическа енергия на НЕК ЕАД, са изчислени въз основа на елементите, заложили във финансовите модели към сключените СИЕ. Цената за разполагаемост на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД не е коригирана с разходите за инвестицията за извършената SO₂ и NO_x модернизация, тъй като към момента КЕВР не е одобрявала изменение на финансовия модел на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД.

Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, са изчислени на база отчетни данни за производството за 2021 г.

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са съгласно Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г.

3. Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“

Компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ е формирана съгласно изискванията на разпоредбата на чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ, според която същата се определя в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството. Компонентата е изчислена в размер на 6,53 лв./MWh.

4. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители

Във връзка с изложеното по т. 1 и т. 2 формирането на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е представено в следващата таблица:

Формиране на миксовата цена за енергия за клиентите на регулирания пазар				
	ПОЗИЦИЯ	Регулиран пазар		Средна цена на енергията за регулиран пазар, след компенсиране от ФСЕС
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	4 993 200	304 385	60,96
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 048 798	84 932	80,98
3	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 702 000	1 040 449	385,07
4	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	2 985 400	974 210	326,32
5	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	4 364	1 865	427,46
6	ВИ под 500 kW	352 855	82 970	235,14
7	Общо количество електрическа енергия необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	12 086 618	2 488 812	205,91
8	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“	12 086 618	78 926	6,53
9	Компенсация на обществен доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	12 086 618	-1 577 762	-130,54
10	Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (р.7+р.8+р.9)	12 086 618	989 919	81,90

Поради това, че принципът по чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите изисква балансирано изменение на цените на крайните потребители, то производителите със сключени СИЕ не биха участвали с разполагаемост/количества електрическа енергия по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ за регулирания пазар, ако не съществуваше задължението на обществен доставчик по 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ за изкупуване на произведената от тях електрическа енергия. В тази връзка и с оглед спазване на посочения принцип на ЗЕ, компенсацията на обществен доставчик за разходите му по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ следва да отразява разликата между разходите за електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, предназначена за регулирания пазар и осреднените пълни разходи (с включени вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ и разходи за цени за достъп и пренос през съответната мрежа, които според чл. 36е, ал. 4 и чл. 30, ал. 6 от ЗЕ за целите на ценовото регулиране не се включват в състава на признатите от комисията разходи) на производителите с най-ниска цена на електрическата енергия,

включени в разполагаемостта по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ – „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и НЕК ЕАД чрез ВЕЦ, негова собственост.

Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е 81,90 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 6,53 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходимими годишни приходи – 989 919 хил. лв. и енергия – 12 086 618 MWh.

V. ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цена или компонента от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към ЕЕС, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: невъзстановяемите разходи и разходите, произтичащи от наложени задължения към обществото.

Предвид горното, цената за задължения към обществото е формирана въз основа на:

– разходи на ФСЕС за изплащане на премии по чл. 162а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.;

– разходи за компенсиране разходите на обществения доставчик, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които общественият доставчик ще закупува електрическа енергия по чл. 94 от ЗЕ през новия ценови период;

– разходи за компенсиране на разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. на обществения доставчик;

– разходи на обществения доставчик за дължимата вноска по чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ от производителите със СИЕ.

Цената за задължения към обществото се прилага от ФСЕС, който управлява средствата по бюджета си за покриване и на разходите на обществения доставчик по чл. 93а, чл. 94 от ЗЕ и премията за производителите по чл. 162а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г. – чл. 36б, т. 1 и т. 2 от ЗЕ.

1. Приходи на ФСЕС

Прогнозните приходи на Фонда за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. са оценени на 3 234 433 хил. лв., като включват приходите, получени от търговете на квоти за емисии на парникови газове, предвидени в Закона за опазване на околната среда, постъпленията от продажбата на енергия от възобновяеми източници, постъпили от договори за статистическо прехвърляне по ЗЕВИ и приходите съгласно чл. 36е от ЗЕ.

Прогнозният пълен размер на приходите от продажба на квоти емисии за новия регулаторен/ценови период е оценен на 2 436 415 хил. лв., като са взети предвид прогнозните нетни количества квоти за емисии на парникови газове, които Р България ще реализира на Европейската енергийна борса (ЕЕХ) и трендът на изменение на цените на квотите. Прогнозата е направена въз основа на тръжния календар на ЕЕХ за 2022 г., след редуцията от 2 343 500 квоти за четвърто тримесечие на 2022 г., като са прогнозирани цени от 85,00 €/тон в начало на периода 01.07.2022 г., плавно покачващи се и достигащи до 99,00 €/тон към 30.06.2023 г.

Въз основа на прогнозата за следващия регулаторен/ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с производството на електрическа енергия, прогнозните приходи във Фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 806 079 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 предвид разпоредбата на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

2. Разходи на ФСЕС

2.1. Разходи за предходни регулаторни периоди

Разходите за предходни регулаторни периоди, които Фондът следва да покрива от приходите си през периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., са представени в следващата таблица:

Разпределение на средствата от приходите във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“		ХИЛ. ЛВ.
1.	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик във връзка със искане по чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за количествата електрическа енергия, предоставени на обществения доставчик за нуждите на регулирания пазар, произтичащи от Заповед № Е-РД-16-479 от 25.06.2021 г на министъра на енергетиката. Компенсацията е изчислена при съобразяване на количествата електрическа енергия по Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	53 340
2.	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик за електрическата енергия от производителите от ВИ под 500 kW за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	9 634
3.	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик за електрическата енергия от производителите със сключени СИЕ за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	252 239
4.	Компенсация на ФСЕС във връзка с недовзета помощ по Наредба № Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г. за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници, на „Етем България“ ЕАД за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. и на „Девня Цимент“ АД за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	246
5.	Некомпенсирани разходи на ФСЕС във връзка с постановени от КЕВР решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за минали регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения, а именно: Решение № Ц-11 от 16.03.2022 г. и Решение № Ц-12 от 16.03.2022 г. след отмяната на Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. в частта за „Топлофикация – Разград“ АД и „Топлофикация – Плевен“ АД.	216
6.	ОБЩО	315 675

В частта невъзстановени разходи на обществения доставчик от предходни регулаторни/ценови периоди, които ФСЕС следва да компенсира на НЕК ЕАД, са включени невъзстановените разходи на обществения доставчик за предходния регулаторен/ценови период във връзка със Заповед № Е-РД-16-479 от 25.06.2021 г на министъра на енергетиката и за електрическата енергия от производителите със сключени СИЕ за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. За възстановяване на предявените от НЕК ЕАД разходи, които общественият доставчик е извършил до 2015 г., следва да бъде изготвен дългосрочен механизъм, чрез който тези некомпенсирани средства да бъдат възстановени на дружеството от ФСЕС през следващи регулаторни/ценови периоди при спазване на принципите, заложиени в ЗЕ, сред които са: осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите (чл. 23, т. 4 от ЗЕ), както и осигуряване на балансирано изменение на цените за краен клиент, като се отчитат задълженията на обществения доставчик, на крайните снабдителите и на операторите на електропреносната и електроразпределителни мрежи, свързани с осъществяването на услуги от обществен интерес, със задълженията към обществото и с невъзстановяемите разходи (чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ). Такъв дългосрочен механизъм може да бъде изготвен само след допълнителен анализ и проверка за установяване на реалния размер на тези разходи, както и каква част от тях може да бъде класифицирана реално като тарифен дефицит. Предявените от обществения доставчик за компенсация от ФСЕС разходи за периоди след 2015 г. са разгледани и приети за неоснователни от КЕВР в отностимите за съответния регулаторен период решения на Комисията.

Компенсацията на обществения доставчик във връзка с искане по чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е обсъдена в т. II.3.2 от мотивите на настоящото решение. В тази връзка е целесъобразно ФСЕС да компенсира обществения доставчик, съответно общественият доставчик да компенсира „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, на 12 равни месечни вноски по 4 445 хил. лв. през ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

Искането на обществения доставчик за компенсация в размер на 468 503 хил. лв., в резултат от: по-голямо количество електрическа енергия, закупено за осигуряване потреблението на клиентите на крайните снабдители; увеличени разходи за закупуване на квоти за въглеродни емисии; увеличени разходи за закупуване на въглища от 01.03.2022 г.; увеличени разходи за вноска по чл. 36е от ЗЕ за централите с дългосрочни договори вследствие завишени доставки на регулиран пазар; по-голямо количество електрическа енергия, закупено от производители от ВИ, е прието за частично основателно. Компенсация за по-високи разходи за производители от ВИ не е включена, тъй като общественият доставчик не е обосновал нейното формиране, както и поради непредставени данни за реализацията на тази електрическа енергия и отчет за реализираните допълнителни приходи от продажбата на изкупуваната по чл. 94 от ЗЕ възобновяема енергия след последващото ѝ търгуване на свободния пазар. По отношение на останалите искания, заявените компенсации от НЕК ЕАД са преизчислени и представени в следващата таблица:

		„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД
1.	Цени съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г	294,76	239,96
2.	Количества, предвидени за регулиран пазар, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., в т.ч.	3 156 500	3 489 000
2.1.	за регулиран пазар	2 619 895	3 140 100
3.	Преизчислени цени*	330,75	266,66
4.	Отчетени количества, в т.ч.	3 810 731	5 289 580
4.1.	за регулиран пазар	3 036 100	3 834 680
5.	Стойност на компенсацията от ФСЕС, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	530 759	395 454
6.	Преизчислена стойност на компенсацията от ФСЕС	619 773	537 026
7.	Компенсация за разходи по чл. 36е от ЗЕ, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	46 521	41 861
8.	Преизчислена компенсация за разходи по чл. 36е от ЗЕ	50 210	51 129
9.	Компенсация за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	7 639	8 443
10.	Преизчислена компенсация за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	7 347	9 280
11.	Компенсация за по-високи цени на въглищата от 01.03.2022 г.	3 938	4 213
12.	Компенсация от ФСЕС	96 350	155 888

*Центите са преизчислени въз основа на по-високите количества произведена електрическа енергия, съответно по-ниска тежест на разходите за свободна разполагаемост и разходи за квоти въглеродни емисии за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г., остойностени по средната цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса (EEX) за периода 01.07.2021 – 30.06.2022 г. от 71,23¹² €/тон.

В Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. е предвидена компенсация на НЕК ЕАД за цялото количество електрическа енергия, произведено от централите със сключени СИЕ, за разликата между цените по договорите и прогнозна пазарна цена от 126,62 лв./MWh, както и за разходите по чл. 36е от ЗЕ и дължимата цена за достъп до електропреносната мрежа за производители. Предвид постигнатата значително по-високата цена на платформите на БНЕБ ЕАД спрямо

¹² Стойността е изчислена, като са взети предвид отчетните данни до 30.04.2022 г. и прогноза за м. май и м. юни за цени на емисиите в размер на 80,00 €/тон

прогнозната, общественият доставчик не следва да се компенсира за реализираните количества на свободния пазар, като горната компенсация – в общ размер от 258 239 хил. лв., отразява разликата от общия размер на предвидените в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. компенсации и преизчислените такива, отнасящи се единствено към електрическата енергия, предназначена за регулирания пазар. В тази връзка е целесъобразно ФСЕС да компенсира обществения доставчик на 12 равни месечни вноски по 21 020 хил. лв. през ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

2.2. Разходи за регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

Разходите за следващия регулаторен период, които Фондът следва да покрива от приходите си през периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., са следните:

2.2.1. Разходи за изплащане на премии на производители от ВИ в размер на 139 521 хил. лв.

		Средства за компенсиране, хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	-
2	ВяЕЦ	-
3	ФТЕЦ	130 267
4	Биомаса	9 254
5	Общо ВИ	139 521

2.2.2. Разходи за компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВИ под 500 kW, в размер на 15 723 хил. лв.

		Средства за компенсиране, хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	-
2	ВяЕЦ	-
3	ФТЕЦ	14 804
4	Биомаса	919
5	Общо ВИ	15 723

Разходите на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници под 500 kW, които следва да бъдат компенсирани от ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на електрическата енергия от производителите с преференциални цени по-високи от прогнозната пазарна цена по раздел I, и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

2.2.3. Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители от електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в размер на 1 001 553 хил. лв., формирани съгласно данните в Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г.

2.2.4. Разходи на ФСЕС за компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ВЕКП) в размер на 803 хил. лв., формирани съгласно данните в Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г. Разходите на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВЕКП под 500 kW, които следва да бъдат компенсирани от ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на електрическата енергия от производителите с преференциални цени по-високи от прогнозната пазарна цена по раздел I, и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

2.2.5. Компенсация на обществения доставчик за дължима вноса по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ в размер на 156 878 хил. лв.

2.2.6. Компенсация на обществения доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители в размер на 13 081 хил. лв., която отразява количествата от тези производители, предназначени за регулирания пазар.

2.2.7. Компенсация на обществения доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ, в размер на 1 577 762 хил. лв.

3. Баланс между приходи и разходи за периода 01.07. 2022 г. – 30.06.2023 г.

Баланс между приходи и разходи за периода 01.07. 2022 г. – 30.06.2023 г.		
I.	Приходи	3 234 433
1.	Приходи от вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ	798 018
2.	Приходи от квоти за въглеродни емисии по ЗОИК – чл. 36д, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	2 436 415
II.	Разходи	3 230 996
1.	Разходи за предходни регулаторни периоди	315 675
1.1.	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик във връзка с искане по чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за количествата електрическа енергия, предоставени на обществения доставчик за нуждите на регулирания пазар, произтичащи от Заповед № Е-РД-16-479 от 25.06.2021 г на министъра на енергетиката. Компенсацията е изчислена при съобразяване на количествата електрическа енергия по Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	53 340
1.2.	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик за електрическата енергия от производителите със сключени СИЕ за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	252 239
1.3.	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик за електрическата енергия от производителите от ВИ под 500 kW за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	9 634
1.4.	Компенсация на ФСЕС във връзка с недовзета помощ по Наредба № Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г. за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници, на „Етем България“ ЕАД за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. и на „Девня Цимент“ АД за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	246
1.5.	Некомпенсирани разходи на ФСЕС във връзка с постановени от КЕВР решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за минали регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения, а именно: Решение № Ц-11 от 16.03.2022 г. и Решение № Ц-12 от 16.03.2022 г. след отмяната на Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. в частта за „Топлофикация – Разград“ АД и „Топлофикация – Плевен“ АД.	216
2.	Разходи за регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	2 915 321
2.1.	Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители от ВИ	139 521
2.2.	Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	1 001 553
2.3.	Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВИ	15 723
2.4.	Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	803
2.5.	Компенсация на обществения доставчик за дължима вноса по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ	156 878
2.6.	Компенсация на обществения доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители за количествата електрическа енергия, предназначени за регулирания пазар	13 081
2.7.	Разходи на ФСЕС по чл. 36б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ	10 000
2.8.	Компенсация на обществения доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	1 577 762

Видно от изложеното по-горе, приходите на ФСЕС напълно покриват разходите по чл. 36б, ал. 1, т. 1 и т. 2 от ЗЕ, които Фондът следва да извърши, които разходи от своя страна

следва да формират цената за задължения към обществото. Поради това, цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, следва да е 0,00 лв./MWh.

Предвид гореизложеното цената за задължения към обществото, приходите от която се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, следва да е в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС.

VI. „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД

При утвърждаване на цените на електропреносното предприятие, получило лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка ЕСО ЕАД е подало заявление с вх. № Е-13-41-42 от 31.03.2022 г.

1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-41-42 от 31.03.2022 г. ЕСО ЕАД е предложило:

- Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,84 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия в размер на 2,43 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, в размер на 5,37 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 23,22 лв./MWh, без ДДС.

Таблицата по-долу представя сравнение между предложените от ЕСО ЕАД цени и действащите цени на дружеството:

Цени	Утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г. (лв./MWh)	Изменение, %
Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	0,49	0,84	71,43%
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	2,42	2,43	0,41%
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	5,40	5,37	-0,56%
Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	11,48	23,22	102,26%

1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

София 1000, бул. „Княз Ал. Дондуков“ № 8-10
 тел.: (02) 988 24 98; факс: (02) 988 87 82
 www.dker.bg, dker@dker.bg

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.1.1. Общото количество електрическа енергия, на база на което дружеството ще реализира приходи, е 33 000 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 27 127 хил. лв.;

Основните елементи на условно-постоянните разходи са формирани при следните изходни условия и са разделени по равно между цената за достъп за крайни клиенти и цените за достъп за производители:

1) Разходите за работни заплати и свързаните с тях социални осигуровки и социални разходи са на база договорената средна брутна работна заплата и полагащите се доплащания за 2022 г. по Кодекса на труда. Подробната обосновка за нарастването на тези разходи спрямо отчетените за 2021 г. е дадена по-долу при определянето на цената за пренос;

2) Разходите за амортизации са определени на база реални активи и утвърдени амортизационни норми и при отчитане инвестиционната програма на дружеството за 2022 г., като се има и предвид, че ЕСО ЕАД активно участва в процесите по изграждане и внедряване на платформите, свързани с функционирането на единния пазар ден напред и единния пазар в рамките на деня съгласно споразуменията SDAC и SDIC и наред с другите оператори отчита и значителни инвестиционни разходи в нематериални дълготрайни активи, които са с кратък срок на амортизация;

3) Разходите за членски внос в организации включват членски внос в Европейската организация на системните оператори за пренос на електроенергия (ENTSO-E), където ЕСО ЕАД е пълноправен член;

4) Разходите за ремонт, профилактика и поддръжка са на база разработени и утвърдени в дружеството програми по отношение на активи, свързани с управление на електроенергийната система (телемеханика, телекомуникации, SCADA и др.) за 2022 г., одобрени от Управителния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 1 от 05.01.2022 г. и от Надзорния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 1 от 05.01.2022 г.;

5) Разходи, свързани със задълженията на оператора по европейски регламенти, в т.ч.:
– разходи за ползването на услугите от Southeast Electricity Network Coordination Center („SEleNe CC“) със седалище в Солун – дружество за координиране на сигурността на електроенергийната мрежа в Югоизточна Европа, учредено от операторите на преносни системи на Р България, Р Гърция, Р Италия и Р Румъния в изпълнение на чл. 37 от Регламент 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 05 юни 2019 г. (Регламент 2019/943) относно вътрешния пазар на електроенергия от, , в размер на 648 хил. лв.;

– разходи, свързани с присъединяване на ЕСО ЕАД към единната платформа за разпределение на дългосрочни преносни права (JAO) в изпълнение на Регламент (ЕС) 2016/1719 на Комисията от 26 септември 2016 година за установяване на насока относно предварителното разпределяне на преносна способност и съгласно хармонизираните правила за разпределение на дългосрочни права (EU HAR), в размер на 546 хил. лв.;

– разходи, свързани с европейската платформа за краткосрочна адекватност, както и верификационната платформа на ENTSO-E, общо в размер на 308 хил. лв.;

– разходи, свързани със Споразумението за координирано осъществяване на функцията по единното свързване на пазарите в рамките на деня между операторите на преносни системи (ОПС) и номинираните оператори на пазара на електрическа енергия (НОПЕ) и Споразумението за сътрудничество между ОПС (TCID) и участието на ЕСО ЕАД, заедно с БНЕБ ЕАД, в процеса по интегриране на българска граница с общия европейски пазар в рамките на проекта XVID за времеви хоризонт в рамките на деня, в размер на общо 147 хил. лв.;

– разходи, произтичащи от сключеното по силата на Регламент 943/2019 Споразумение за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на електропреносните мрежи между европейските електроенергийни системни оператори , в размер на 13 100 хил. лв.

1.1.3. Необходим оборотен капитал – 15 997 хил. лв., изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ;

1.1.4. Регулаторна база на активите в размер на 49 956 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.1.5. Възвръщаемост – 749 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

1.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.2.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена и доставена за продажба на територията на страната – 39 150 000 MWh;

1.2.2. Условно-постоянни разходи – 25 208 хил. лв. Отделните елементи на условно-постоянните разходи са описани подробно в т. 1.1.2 на предложението за изменение на цената достъп за крайни клиенти;

1.2.3. Разходи за допълнителни услуги – 69 193 хил. лв., в т.ч. разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 3 663 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 12 618 хил. лв. и разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 52 912 хил. лв.

Въз основа на Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г. на КЕВР, с което се променя структурата на разходите за допълнителни услуги във връзка с Закона за изменение и допълнение на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., както и на основание ПУЕЕС и насоките – SOGL, приети въз основа на Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 2 август 2017 г. за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия (Регламент 2017/1485), размерът на оперативните резерви, които ЕСО ЕАД следва да поддържа за следващия регулаторен период, са определени както следва:

– резерв за първично регулиране на честотата (FCR) – 45 MW;

– резерв за вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 155 MW;

– ръчно вторично регулиране (mFRR) – 100 MW от водноелектрически централи (ВЕЦ) за покриване на влиянието на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) и 650 MW*h средногодишно. Дружеството посочва, че съгласно чл. 157, пар. 2, б. „г“ и „д“ от Регламент 2017/1485, размерът на този резерв трябва да е не по-малък от размера на най-голямата „еталонна“ авария (единична генерираща мощност, потребител или междусистемен електропровод в електроенергийната система). За случая на България това е генерираща мощност в АЕЦ „Козлодуй“ в размер на 1000 MW нето. В тази връзка в Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г. КЕВР е приела средствата за заплащане на разполагаемост за студен резерв в размер 650 MW*h средногодишно да се трансформират в допълнително количество резерв за ръчно вторично регулиране;

– средна цена за разполагаемост 10 лв./MW*h, на база на която е определен пределният размер на разходите в действащите цени за достъп.

1.2.4. Необходим оборотен капитал – 15 997 хил. лв., изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ;

1.2.5. Регулаторна база на активите в размер на 49 956 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.2.6. Възвръщаемост – 696 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

1.3. Цена на ЕСО ЕАД за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.3.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена и доставена за продажба на територията на страната – 2 980 000 MWh;

1.3.2. Условно-постоянни разходи – 1 919 хил. лв. Отделните елементи на условно-постоянните разходи са описани подробно в т. 1.1.2. на предложението за изменение на цената достъп за крайни клиенти;

1.3.3. Разходи за допълнителни услуги – 5 267 хил. лв., в т.ч. разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 279 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 960 хил. лв. и разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 4 028 хил. лв.

Въз основа на Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г. на КЕВР, с което се променя структурата на разходите за допълнителни услуги във връзка с Закона за изменение и допълнение на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., както и на основание ПУЕЕС и насоките – SOGL, приети въз основа на Регламент 2017/1485, размерът на оперативните резерви, които ЕСО ЕАД следва да поддържа за следващия регулаторен период, е определен както следва:

- резерв за първично регулиране на честотата (FCR) – 45 MW;
- резерв за вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 155 MW;

- ръчно вторично регулиране (mFRR) – 100 MW от ВЕЦ за покриване на влиянието на производството на електрическа енергия от ВИ и 650 MW*h средногодишно. Дружеството посочва, че съгласно чл. 157, пар. 2, б. „г“ и „д“ от Регламент 2017/1485, размерът на този резерв трябва да е не по-малък от размера на най-голямата „еталонна“ авария (единична генерираща мощност, потребител или междусистемен електропровод в електроенергийната система). За случая на България това е генерираща мощност в АЕЦ „Козлодуй“ в размер на 1000 MW нето. В тази връзка в Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г. КЕВР е приела средствата за заплащане на разполагаемост за студен резерв в размер 650 MW*h средногодишно да се трансформират в допълнително количество резерв за ръчно вторично регулиране;
- средна цена за разполагаемост 10 лв./MW*h, на база на която е определен пределният размер на разходите в действащите цени за достъп.

1.3.4. Необходим оборотен капитал – 15 997 хил. лв., изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ;

1.3.5. Регулаторна база на активите в размер на 49 956 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.3.6. Възвръщаемост – 53 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

Според ЕСО ЕАД предложението за намаление на цената е в резултат на прогнозните по-високи количества електрическа енергия, произведена от ФЕЦ и ВяЕЦ за предстоящия регулаторен период.

С цел по-голяма и навременна събираемост на вземанията за цена за достъп до електропреносната мрежа от производители, присъединени към електроразпределителните мрежи, операторът на електропреносната мрежа предлага при утвърждаване на цените в сектор „Електроенергетика“ да бъде предвиден механизъм за заплащане на цената за достъп, а именно: производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, да заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които да превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

1.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

Дружеството е формирало цената за пренос при отчитане на измененията на основни фактори, влияещи значително върху размера ѝ, и изходни условия, както следва:

1.4.1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 33 000 000 MWh;

1.4.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 294 173 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати (възнаграждения) – 89 903 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 47 649 хил. лв.; разходи за амортизации – 85 860 хил. лв.; разходи за ремонт и поддръжка – 26 000 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 44 761 хил. лв.;

В заявлението си дружеството е представило информация за отделните групи условно-постоянни разходи:

1.4.2.1. Разходите за работни заплати и свързаните с тях социални осигуровки и социални разходи са свързани с договорените средна брутна работна заплата и полагащите се доплащания по Кодекса на труда, съгласно действащия кодекс за социално осигуряване със синдикалните организации;

1.4.2.2. Разходите за амортизации са увеличени в резултат от изпълнени през 2021 г. дейности, в т.ч.:

- проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация в края на 2021 г. на нови и реконструкция на съществуващи въздушни електропроводни линии с напрежение 400 kV, 220 kV и 110 kV в размер на 148 млн. лв.;

- проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация в края на 2021 г. на реконструкции и модернизация на открити разпределителни уредби в размер на 40 млн. лв.;

- проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация през първата половина на 2022 г. на нови и реконструкция на съществуващи въздушни електропроводни линии с напрежение 400 kV и 110 kV в размер на около 160 млн. лв.;

- проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация през първата половина на 2022 г. на реконструкции и модернизация на открити разпределителни уредби в размер на около 25 млн. лв.;

През 2021 г. извършените инвестиционни разходи от ЕСО ЕАД са в размер на 229 488 хил. лв., които представляват 120% от утвърдената инвестиционна програма, както и други инвестиционни дейности, свързани с рехабилитация на електропреносната мрежа, в размер на 13 577 хил. лв.

1.4.2.3. Предвидените по-високи разходи безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт за 2022 г., спрямо отчетените такива през 2021 г., са резултат от факта, че същите са обвързани с промяната на минималната работна заплата в страната и съгласно КТД;

1.4.2.4. Прогнозираните разходи за имуществена застраховка са разчетени на база реални активи към 31.12.2021 г. Съгласно чл. 3.8. от притежаваната лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“, ЕСО ЕАД сключва и поддържа застраховка, съгласно действащото законодателство за покриване на рисковете по имуществото, определени с решение на Комисията и осигуряващи надеждно извършване на лицензионната дейност, като застрахователното покритие следва да осигурява необходимите финансови средства за подмяна на всеки елемент от електропреносната мрежа, повреден или унищожен в резултат на авария или при други обстоятелства, както и за заплащане на обезщетения за причинени щети на трети лица. Изпълнявайки проектите от общ европейски интерес и преизпълнявайки инвестиционната си програма над 100% в последните няколко години, ЕСО ЕАД отчита значителни по размер активи в процес на изграждане, които подлежат на застраховане, както и въвеждане в експлоатация на нови активи. През базисния период извършените разходи за инвестиционни дейности от ЕСО ЕАД са в размер на 229 487,6 хил. лв., а на инвестиционната програма – 215 910,8 хил. лв., които представляват 120% от разчета;

1.4.2.5. Разходите за ремонт и поддръжка са на база разработена и утвърдена в дружеството програма за ремонт и поддръжка на електропреносната мрежа за 2022 г., одобрени от Управителния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 1 от 05.01.2022 г. и от Надзорния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 1 от 05.01.2022 г.;

1.4.2.6. Разходите за въоръжена и противопожарна охрана са съобразени с увеличението на минималната работна заплата за страната, тъй като действащите договори за извършване на охранителни услуги на обектите са обвързани с минималната работна заплата на брой охранител;

1.4.2.7. Разходите за работно облекло са съобразени с изискванията на действащия в дружеството КТД, приложение „Списък на работници и служители, имащи право на работно облекло, вид на работното облекло и срок за неговото износване“. Прогнозираните разходи варират в резултат на това, че на всеки 2 години на работниците и служителите от дружеството се полагат едновременно зимно и лятно работно облекло. Зимното облекло, съгласно горесцитираното приложение, е със срок на износване две години, а срокът на износване на лятното работно облекло е една година;

1.4.3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 414 845 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос – 40 259 740 MWh и остойностени по цена на електрическата енергия в размер на 445,79 лв./MWh, образувана съгласно получените от дружеството указания в писмо с изх. № Е-13-32-2#1 от 21.03.2022 г. на КЕВР, включваща следните елементи: прогнозирана от дружеството пазарна цена за базов товар за регулаторния период – 418,06 лв./MWh, групов коефициент – 1,04915 и цена за задължения към обществото – 7,18 лв./MW;

1.4.4. Регулаторна база на активите – 2 180 110 хил. лв., в т.ч. НОК в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания – 77 862 хил. лв.;

1.4.5. Възвръщаемост – 65 403 хил. лв.

1.4.6. Норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.4.7. Приходи от реактивна енергия – 15 000 хил. лв.;

1.4.8. Приходи от предоставяне на преносна способност – 42 890 хил. лв.;

Във връзка с изискванията на Методика за използване на прихода от избягването на претоварване в съответствие Регламент 2019/943, ЕСО ЕАД предоставя информация за използването на прихода от 01.01.2022 г. до 30.06.2023 г., както следва:

– прогноза за текущите инвестиционни/капиталови разходи в общ размер на 8 628 хил. лв. за обновяване, замяна, укрепване на съществуващи активи или нови активи, които значително допринасят за поддържането или увеличаването на междузоновата преносна способност, включително разходите за развитие и изграждане на тези активи;

– сума в размер на 21 772 хил. лв., която е отразена в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР при определяне на мрежовите тарифи за периода от 01.01.2022 г. до 30.06.2022 г.;

– сума в размер на 42 890 хил. лв., която е предложена при определяне на мрежовите тарифи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г.;

– сума в размер на 33 100 хил. лв., представляваща прогнозни приходи за капацитет за периода 01.01.2022 г. – 30.06.2022 г.;

– сума в размер на 50 500 хил. лв., представляваща прогнозни приходи за капацитет за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.;

– прогнозен остатък за заделяне по специална вътрешна сметка в размер на 10 310 хил. лв.

1.4.9. Недовзет приход по чл. 27а от НРЦЕЕ – 50 125 хил. лв., отразяващи разликата между пазарната цена, по която дружеството ще закупува електрическа енергия за технологични разходи за периода 01.04.2022 г. – 30.06.2022 г., в прогнозен размер 438,61 лв./MWh, и утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цена на дружеството в размер на 124,85 лв./MWh, тъй като за този период няма приета програма/решение на Министерския

съвет за компенсация на разходите на мрежовите оператори за покупка на електрическа енергия за технологични разходи.

2. Становище на ЕСО ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-41-37 от 04.06.2020 г. ЕСО ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

По отношение цената за пренос през електропреносната мрежа дружеството изразява несъгласие с намалението до нивото на отчета за 2021 г. на социалните разходи за полагащите се доплащания КТД, тъй като приетата годишна програма за изразходването на средствата за социално-битовото и културно обслужване на служителите в дружеството е неразделна част от КТД, а разходите са разчетени с необходимите за периода средства. ЕСО ЕАД възразява също и срещу намалението на разходите за застраховки, като посочва, че прогнозираните разходи за имуществена застраховка са разчетени на база реални активи към 31.12.2021 г., свързани с лицензионната дейност и съобразени с договора със застрахователя. Дружеството изразява несъгласие с коригираната стойност на заявените разходи за амортизации, като във връзка с поискания по-висок размер препраща към изложените в заявлението аргументи.

Електропреносният оператор възразява също така и срещу допълнителната корекция с 608 млн. лв. на регулаторната база на активите във връзка с извършена преоценка на активите от НЕК ЕАД през 2010 г. Обръща внимание, че за пети поред регулаторен период се прави корекция в РБА с един и същ мотив и общата стойност на корекциите надхвърля 3 200 млн. лв., което надвишава стойността на РБА и балансовата стойност на активите на ЕСО ЕАД. Освен това корекцията нараства, въпреки че активите се амортизират и би трябвало сумата на преоценката, която е направило НЕК ЕАД през 2010 г., да намалява във времето. Отбелязва, че тези фактори влияят значително при изчисляване на възвръщаемостта, която заедно с разходите за амортизации следва да е на нивото на необходимите средства, които да обезпечат инвестиционната програма за регулаторния период. Посочва, че извършените през 2021 г. инвестиционни разходи са в размер на 229 487 хил. лв. (или 127,5% от утвърдената инвестиционна програма), към които следва да се добавят и други инвестиционни дейности, свързани с рехабилитация на електропреносната мрежа, в размер на 13 577 хил. лв.. Според дружеството се запазва тенденцията за увеличение на инвестициите за последните четири години, като процентът на изпълнение на съответните програми е над 100%, в резултат на което счита, че за последните две финансови години ЕСО ЕАД има въведени в експлоатация нови активи, което води до по-висока стойност на регулаторната база на активите. Отчитайки горните факти, дружеството очаква КЕВР да определи ценова рамка, която да създаде условия за изпълнение на инвестициите, заложи в 10-годишния план за развитие на електропреносната мрежа, с което да се гарантира сигурно електроснабдяване в страната и задоволяване на търсенето на електрическа енергия.

По отношение на цената за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, цената за достъп до електропреносната мрежа за производители и цената за достъп за производители на електрическа енергия с динамично променяща се генерация от слънчева и вятърна енергия, ЕСО ЕАД възразява срещу извършената корекция на условно-постоянните разходи в посока намаление с общо 11 696 хил. лв.

Намалението на социалните разходи ЕСО ЕАД счита за неоснователно по причините, посочени по-горе относно корекциите на цената за пренос.

По отношение разходите за амортизации посочва, че същите са определени на база реални активи и утвърдени амортизационни норми и при отчитане на инвестиционната програма на дружеството за 2022 г., като се има и предвид, че ЕСО ЕАД активно участва в процесите по изграждане и внедряване на платформите, свързани с функционирането на единния пазар ден напред и единния пазар в рамките на деня съгласно споразуменията SDAC

и SDIC и наред с другите оператори отчита и значителни инвестиционни разходи в нематериални дълготрайни активи, които са с кратък срок на амортизация.

По отношение разходите по ИТС споразумението, целящо компенсиране на загубите в мрежите, причинени от трансграничната търговия с електрическа енергия (внос и износ), операторът на електропреносната мрежа посочва, че България, в лицето на ЕСО ЕАД, през всичките години е била платец по това споразумение с вноски, зависещи от размера на изнесената електрическа енергия. Значителното увеличаване на цените на електрическата енергия в Европа от средата на 2021 г. е довело до най-големия износ от страната, реализиран някога, като само за периода 01.08.2021 г. – 31.05.2022 г. (десет месеца, а не година) е реализиран износ в размер на 10,5 TWh или средно по около 1 TWh на месец, което е и причината от средата на миналата година ЕСО ЕАД да заплаща по 1 млн. евро на месец по ИТС механизма. Дружеството очаква тази тенденция да се запази с хоризонт, надхвърлящ регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., поради което счита, че тя следва да бъде отразена коректно в разходната част при формирането на цените за достъп през следващия регулаторен период.

По отношение на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация от слънчева и вятърна енергия, ЕСО ЕАД счита предложеното намаление в размер на 3% спрямо действащата цена за необосновано, тъй като дори не е отчетен непрекъснато покачващият се инфлационен индекс за страната. Очаква предложените корекции в условно-постоянните разходи да допринесат за генерирането на загуби за оператора, тъй като тези присъщи разходи ще бъдат покрити от ЕСО ЕАД, вместо от производителите, които в настоящата икономическа обстановка отчитат непрекъснато ръст на оперативната си печалба.

Комисията приема за основателно възражението относно разходите по ИТС споразумението, целящо компенсиране на загубите в мрежите, причинени от трансграничната търговия с електрическа енергия. Останалите възражения на ЕСО ЕАД Комисията приема за неоснователни.

По отношение на условно-постоянните разходи и разходите, пряко свързани с лицензионната дейност, приложимият спрямо ЕСО ЕАД метод за регулиране обвързва признатите разходи с отчетените такива през базисната година, съпоставени с утвърдените за предходния регулаторен период, като Комисията преценява икономическата обосноваемост на предложените стойности на разходите и отражението им по отношение на гарантирането на експлоатационната дейност на дружеството. В тази връзка корекциите са извършени до отчетените нива на съответната група разходи през базисната година. Допълнителните разходи, възникнали в резултат на преговори със синдикални организации и изменение на съществуващи договори, следва да се покриват от допълнителните приходи на дружеството, както и от оптимизации на разходи.

По отношение на твърдението, че възвръщаемостта, която заедно с разходите за амортизации следва да е на нивото на необходимите средства, които да обезпечат инвестиционната програма за регулаторния период, Комисията счита, че е необосновано операторът на електропреносната мрежа да реализира възвръщаемост върху активи, чиято стойност не е в резултат на извършени инвестиции, а на счетоводна преоценка, като в тази връзка ще се наруши принципът, регламентиран в чл. 23, т. 4 от ЗЕ, за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Планираните инвестиционни дейности следва да се обезпечат освен чрез утвърдените за регулаторния период разходи за амортизации и възвръщаемост на обща стойност 127 431 хил. лв., така също и със собствени средства и привлечен капитал.

3. Ценообразуващи елементи

3.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Съгласно чл. 26, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от операторите на електроразпределителни мрежи, крайните клиенти и производители на електрическа енергия в режим на потребление, присъединени към електроенергийната система, освен в случаите по чл. 119, ал. 1, т. 2 и ал. 2 от ЗЕ, се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната или предоставената/договорената мощност за съответния регулаторен или ценови период.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 27 127 хил. лв. на 21 797 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт и поддръжка, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, експертни и одиторски разходи, разходи за вода, отопление и осветление, командировки, охрана на труда, обучение и квалификация, делегации, въоръжена и противопожарна охрана, други външни услуги са запазени на ниво отчет през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 13 765 хил. лв.

Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	27 127	21 797
2	Възвръщаемост	хил.лв.	749	718
3	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил.лв.	27 877	22 514
4	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MW*h	33 000 000	33 000 000
5	Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС	лв./MWh	0,84	0,68

3.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители

Съгласно чл. 26, ал. 2 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от производители на електрическа енергия, с изключение на тези с динамично променяща се генерация, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната и за износ или предоставената/договорената мощност за съответния регулаторен или ценови период. Размерът на необходимите годишни приходи и количествата общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ се намаляват със съответния дял на производителите на електрическа енергия с динамично променяща се генерация.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 27 127 хил. лв. на 21 797 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт и поддръжка, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, експертни и одиторски разходи, разходи за вода, отопление и осветление, командировки,

охрана на труда, обучение и квалификация, делегации, въоръжена и противопожарна охрана, други външни услуги са запазени на ниво отчет през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 13 765 хил. лв.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ Комисията следва да определи за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги по реда на чл. 105, ал. 2 от ЗЕ, а именно: закупуване на разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности въз основа на тръжна процедура. В тази връзка, поради липса на определени от министъра на енергетиката показатели за степен на надеждност на снабдяването с електрическа енергия за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., са взети предвид определените със Заповед № Е-РД-16-173 от 27.03.2019 г. на министъра на енергетиката, както и постигнатите нива на цените на провежданите търгове за закупуване на разполагаемост за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности през ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.. Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, е както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители			
№	Позиция	Мярка	Коригирани стойности
1	2	3	4
1	Разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата	хил. лв.	3 942
2	Разходи за автоматично вторично регулиране	хил. лв.	13 578
3	Разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	56 940
4	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	21 797
5	Възвръщаемост	хил. лв.	718
6	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	96 974
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	42 130 000

Определената цена за достъп до електропреносната мрежа за производители не следва да се заплаща от такива с динамично променяща се генерация, защото съгласно чл. 29 от НРЦЕЕ тези производители заплащат отделна цена. С оглед осигуряване на равнопоставеност между отделните видове производители на електрическа енергия, необходимите приходи и съответно количествата общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ е целесъобразно да се намалят с дела на производителите от слънце и вятър, който обаче следва да бъде отразен в цената по т. 2.3.

Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия		
	Необходими приходи	Количества
ОБЩО	96 974	42 130 000
Производители с динамично променяща се генерация	6 859	2 980 000

Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия		
	Необходими приходи	Количества
Производители с изкл. на производителите с динамично променяща се генерация	90 115	39 150 000

Във връзка с горното ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, е както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	95 098	90 115
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	39 150 000	39 150 000
3	Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	2,43	2,30

3.3. Цена на ЕСО ЕАД за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия

Съгласно чл. 29, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация отразява съответния дял на тези производители в разходите на оператора на електропреносната мрежа, както и предизвиканите допълнителни разходи, включително за разполагаемост за резерв за допълнителни услуги, за диспечирание във връзка с балансиране и др. Тази цена се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество произведена електрическа енергия от производителите с динамично променяща се генерация за съответния регулаторен или ценови период, като размерът на необходимите годишни приходи на тази цена се увеличава с дела на производителите на електрическа енергия с динамично променяща се генерация по чл. 26, ал. 2, изр. второ от НРЦЕЕ.

По силата на чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежи цената за достъп до електропреносната мрежа. Съгласно т. 15 от § 1 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ „достъп“ е правото на ползване на преносната и/или разпределителната мрежи за пренос на електрическа енергия срещу заплащане на цена. Ползватели на мрежите по смисъла на т. 41а от същата разпоредба са както потребителите, така и производителите на електрическа енергия, в това число и производителите на електрическа енергия от ВИ, ползващи преференциални цени, с оглед на което те също дължат цена за достъп до мрежата.

По силата на чл. 104 от ЗЕ ползвателите на съответната мрежа уреждат чрез сделка взаимоотношенията си с преносното и/или разпределителното предприятие за ползване на мрежите и за преноса на количествата електрическа енергия, постъпили в мрежата или потребени от мрежата.

Съгласно разпоредбата на чл. 84, ал. 2 от ЗЕ производителите на електрическа енергия са длъжни да сключат договори за достъп с оператора на електропреносната мрежа, в които се уреждат правата и задълженията на страните във връзка с диспечирането и предоставянето на допълнителни услуги, които договори са условие за изпълнение на договорите за продажба на електрическа енергия. Доколкото договорът обхваща условията по диспечирането, а от друга

страна разходите за него се покриват от цената за достъп, то последната представлява едно от условията на договора за достъп.

Съгласно чл. 12 от Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ), предмет на договорите за достъп е предоставянето на услугата достъп до електропреносната мрежа и на системни услуги. Редът, условията и съотношението в заплащането на цените на тези услуги се определят с ПТЕЕ. По аргумент от чл. 12 и чл. 29 от ПТЕЕ във връзка с понятието за системни услуги съгласно т. 53а от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, цената за достъп до електропреносната мрежа отразява и разходите, които се предизвикват във връзка с управление на ЕЕС и се отнасят към дейността по цялостно управление и администриране, т.е. и от дейността на производителите на електрическа енергия от ВИ.

Предвид гореизложеното, на оператора на електропреносната мрежа следва да бъде утвърдена цена за достъп за производители на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, при спазване на принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, включително и на принципа за справедливо прехвърляне на разходите за системни услуги, в т.ч. допълнителни и спомагателни услуги, и за технологични разходи, върху ползвателите на електропреносната мрежа и при отчитане на дела и характера на производство на електрическа енергия от тези източници, предизвикващи непринудени случайни отклонения и смущения в електроенергийната система, за чието балансиране отговаря операторът на електропреносната мрежа.

Съгласно § 1, т. 2 от Допълнителната разпоредба на НРЦЕЕ „динамично променяща се генерация“ е производство на електрическа енергия, което е трудно предвидимо в деня преди доставката поради неконтролируемо и динамично променящ се първичен енергиен източник. В тази хипотеза попадат възобновяемите източници – производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия.

За постигане баланса на електроенергийната система, ЕСО ЕАД наблюдава и управлява във всеки един момент от време непринудените случайни отклонения, в т.ч. вследствие на аварии и на колебания в електрическия товар, производствените мощности и междусистемните обмени. Производството на електрическа енергия от ФЕЦ и ВяЕЦ, за разлика от производството на електрическа енергия от ВЕЦ и от централи, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, е с непостоянен характер, тъй като е силно зависимо от променливите метеорологични условия и води до увеличаване на разходите за разполагаемост за допълнителни услуги, за пълноценно участие за регулиране на електрическите централи, за спирания и пускания, както и на тези за резерв на допълнителни услуги. Случайното изменение на параметрите на първичните енергийни източници (слънце и вятър) води до големи отклонения в отдаваната от тях мощност, което без закупуване на допълнителен резерв създава невъзможност за оператора за осигуряване на часовия и денонощния оперативен резерв (в мощностен и скоростен план), необходим за изпълнение на качествените показатели, предвидени в националната нормативна уредба и изискванията на ЕМОПС-Е.

В цените за достъп на ЕСО ЕАД за крайни клиенти и за производители не са включени разходи за допълнителен резерв за балансиране на инсталираните мощности с динамично променяща се генерация. Размерът на тези разходи е определен въз основа на анализ на необходимостта от допълнителни резервни мощности, които да балансират динамично променящата се генерация от производители на електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия, изчислени на базата на:

- увеличение на диапазона за вторично регулиране на фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с 9,5 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност;
- увеличение на диапазона за вторично регулиране на вятърни електрически централи (ВяЕЦ) със 7,8 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност.

При изчислението на необходимия резерв за увеличение на диапазона за регулиране е взето предвид, че предизвикваните непринудени, случайни отклонения и смущения в ЕЕС от ФЕЦ и ВяЕЦ много често са кумулативни, т.е. могат да се компенсират взаимно, което води до по-малки отклонения. В тази връзка може да се приеме за икономически обосновано в

цената за достъп до електропреносната мрежа, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, да бъдат включени разходи в размер на 8 760 хил. лв., отразяващи средно 100 MW допълнителен резерв, остойностен по 10,00 лв./MW*h.

При формиране на необходимите приходи от цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация е отчетен и дялът на тези производители в разходите, формиращи цената за достъп на производители.

В РБА е включен единствено необходимият оборотен капитал, който според чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ е изчислен в размер на 1/8 от утвърдените парични разходи.

Ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, са представени в следващата таблица:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация			
№	Позиция	Мярка	Коригирани стойности
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	8 760
2	Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп на производители.	хил. лв.	6 859
3	Възвръщаемост	хил. лв.	59
4	Необходими приходи	хил. лв.	15 678
5	Прогнозни количества	MWh	2 980 000
6	Цена за достъп	лв./MWh	5,26

3.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 294 173 хил. лв. на 280 683 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт, разходите за работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, местни данъци и такси, пощенски разходи, наеми, експертни и одиторски разходи, вода и отопление, охрана на труда, командировки, информационни услуги, други външни услуги, обучение и квалификация, членски внос, делегации и данъци удържани при източника съгласно Закона за корпоративно подоходно облагане (ЗКПО) са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за представителни цели, както и тези за такси на БНЕБ ЕАД, са извадени от структурата на разходите.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, в изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен на 74 000 хил. лв. или 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

РБА на ЕСО ЕАД, като правопреемник на НЕК ЕАД за дейността „пренос на електрическа енергия“ от 04.02.2014 г., е коригирана с остатъчната стойност от преоценката на активите, извършена от НЕК ЕАД през 2010 г. Необосновано е операторът на електропреносната мрежа да реализира възвръщаемост върху активи, чиято стойност не е в

резултат на извършени инвестиции, а на счетоводна преоценка. Предвид гореизложеното, стойността на РБА е призната в размер на 1 571 486 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е запазена на 3%.

Технологичните разходи по преноса на електрическа енергия са остойностени по 421,08 лв./MWh, в съответствие с определената по-горе прогнозна пазарна цена, към която е прибавена цената за задължения към обществото.

Предложеният от дружеството недовзет приход по чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на 50 125 хил. лв., отразяващи разликата между пазарната цена, по която дружеството ще закупува електрическа енергия за технологични разходи за периода 01.04.2022 г. – 30.06.2022 г., не е включен в необходимите приходи на ЕСО ЕАД, предвид приета програма/решение на Министерския съвет за компенсация на разходите на мрежовите оператори за покупка на електрическа енергия за технологични разходи до края на регулаторния период.

Приходите от прилагане на Регламент 2019/943, използвани за намаляване на тарифата, са увеличени от 42 890 хил. лв. на 48 200 хил. лв. чрез усвояване на допълнителен ресурс от специалната сметка.

Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за пренос през електропреносната мрежа, е както следва:

Цена за пренос през електропреносната мрежа				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	294 173	280 683
2	Възвръщаемост	хил. лв.	65 403	47 145
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	414 582	391 604
4	Компенсация за постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период	хил. лв.	50 125	0
6	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-15 000	-15 000
7	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-42 890	-48 200
8	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	766 393	656 232
9	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	33 000 000	33 000 000
10	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	23,22	19,89

Във връзка с гореизложеното, цените на ЕСО ЕАД са както следва:

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,68 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 22 514 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 000 000 MWh.

2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 2,30 лв./MWh, без ДДС, която се дължи от производители на електрическа енергия, с изключение на тези от слънчева и вятърна енергия, при необходими годишни приходи 90 115 хил. лв. и количества електрическа енергия 39 150 000 MWh.

3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 5,26 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 15 678 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 2 980 000 MWh. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

4. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 19,89 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 656 232 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 000 000 MWh.

VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-19 от 31.03.2022 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД, с вх. № Е-13-262-34 от 31.03.2022 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД и с вх. № Е-13-273-45 от 30.03.2022 г. от „Електроразпределение Север“ АД, „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, в качеството си на оператор на електроразпределителна мрежа, не е подало заявление за утвърждаване на цени. По силата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, в случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 41 и 45 от същата, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови респективно регулаторен период въз основа на данните, с които разполага. От „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД е постъпило писмо с вх. № Е-13-09-1008 от 18.05.2022 г., с което е предоставена прогнозна информация за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. за количеството електрическа енергия за разпределение през електроразпределителната мрежа на дружеството, в т.ч. енергията, необходима за покриване на технологичните разходи, прогнозното потребление на клиентите на крайния снабдител, прогнозното потребление на клиентите, избрали друг доставчик, както и прогнозните количества електрическа енергия за обмен със съседни електроразпределителни дружества.

1. Единен подход при определяне на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества

В изпълнение на разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 3 от НРЦЕЕ КЕВР следва да направи анализ, въз основа на който да измени цените и необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества за втората година от шестия регулаторен период.

Начинът на определяне на ценообразуващите елементи, формиращи цените за достъп и за пренос до/през електроразпределителните мрежи, е регламентиран в раздел I „Ценообразуващи елементи“ на глава втора на НРЦЕЕ.

Съгласно чл. 10 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ включват признатите от Комисията икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала, изчислени по следната формула:

$$НП = P + (РБА * НВ),$$

където:

НП – необходими годишни приходи;

P – годишните разходи за дейността по лицензията;

РБА – признатата от Комисията регулаторна база на активите;

НВ – определената от Комисията норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 3 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията може да измени утвърдените цени и необходими годишни приходи в края на всяка ценова година в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи, респективно цени, могат да се коригират с инфлационен индекс за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт (НСИ), съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации), с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнение на определените от Комисията целеви показатели и разлика между прогнозните и реализираните инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка. Необходимите годишни приходи, респективно цените, се коригират с разлики в разходите за прогнозни и отчетени количества електрическа енергия – чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ. Необходимите годишни приходи се изменят при условията по чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ във връзка с промени в цената на електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по разпределението, цената за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, както и цената за задължения към обществото.

След анализ на данните, относими към корекциите на утвърдените през предходния ценови период необходими годишни приходи и цени на електроразпределителните дружества и при отчитане на постигнатите резултати, следва да бъде приложен общ подход, а именно:

В съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР за първата година на шестия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за шестия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I. по-горе, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;

- Разходите за амортизации;

- Разходите за балансиране;

- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на необходимия оборотен капитал;

- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Според чл. 3, ал. 2, т. 2, пр. 2 от НРЦЕЕ при метода за ценово регулиране „горна граница на приходи“ Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийните предприятия за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка според чл. 38, ал. 4 и ал. 7 от НРЦЕЕ при този метод за ценово регулиране КЕВР може да извършва годишни корекции с инфлационен индекс за предходен период, с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението, с разлика между прогнозни и отчетени инвестиции и с фактора Z.

1.1. Корекция с инфлационен индекс за предходен период и с коефициент за подобряване на ефективността

Извършена е корекция върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) с инфлационен индекс в размер на 3,3% за предходен период на основата на данни от НСИ относно индекса на потребителските цени за 2021 г. КЕВР счита, че корекция на оперативните разходи с коефициент за подобряване на ефективността не следва да бъде извършвана, тъй като в началото на регулаторния период Комисията е включила тези разходи на база отчет през базисната година, а не в размера, заявен от дружествата.

1.2. Корекция с показатели за качество

Не е извършвана корекция с показатели въз основа на изпълнението, тъй като въз основа на представените от електроразпределителните дружества данни за показателите за качество на енергията и показателите за качество на обслужването по отношение лицензионната територия в нейната цялост не се установяват отклонения от целевите стойности, които могат да бъдат приети за допустими.

1.3. Корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период

На основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ е извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за първата година от шестия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през 2021 г., представени в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени.

1.4. Корекция с фактора Z

След анализ на отчетната и прогнозна информация, представена в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени, както и тази, постъпила в Комисията с писма от „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД с вх. № Е-13-62-8 от 26.04.2022 г., вх. № Е-13-62-1014 от 13.05.2022 г. и вх. № Е-13-62-1051 от 16.06.2022 г., от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с вх. № Е-13-262-1018 от 18.05.2022 г. и вх. № Е-13-262-1051 от 20.06.2022 г., от „Електроразпределение Север“ АД с вх. № Е-13-273-1029 от 20.05.2022 г. и вх. № Е-13-273-1079 от 20.06.2022 г., и от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД с вх. № Е-13-09-1008 от 18.05.2022 г. и вх. № Е-13-09-1010 от 21.06.2022 г., на основание чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

2. Цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за втората година на шестия регулаторен период

2.1. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.2. цени, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01076 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03636 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02151 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00605 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД цени със заявление с вх. № Е-13-62-19 от 31.03.2022 г. и действащите цени на дружеството:

„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ АД			
Цени	Утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01076	0,01910	77,51%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,03636	0,07805	114,66%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00605	0,00678	12,07%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02151	0,02418	12,41%

„Електроразпределителни мрежи Запад“ АД уточнява, че предложените в заявлението цени са изчислени при очаквана от мрежовия оператор пазарна цена на електрическа енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителната мрежа в размер на 460,00 лв./MWh, определена в изпълнение на указанията, предоставени с писмо на КЕВР с изх. № Е-13-32-2#1 от 21.03.2022 г., към която са прибавени утвърдените от Комисията с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото, както и разходи за балансиране на нивото на отчетените за 2021 г. в размер на 4,38 лв./MWh. Дружеството е посочило, че в случай, че КЕВР утвърди различна от действащата популна цена на електрическата енергия за покриване на технологични разходи, предложените в заявлението за утвърждаване цени следва да бъдат изменени пропорционално.

2.1.1. Предоставена от „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД прогнозна информация:

Исходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората година от шестия регулаторен период, са както следва:

– Предложената стойност на оперативните разходи е 140 386 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 130 229 хил. лв., индексирани с отчетената за 2021 г. по данни на НСИ инфлация от 7,8% в размер на 10 158 хил. лв.

Очакванията на „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД за 2022 г. са разходите за оперативна дейност на дружеството да се увеличат значително в резултат на увеличение на разходите за заплати и разходите за материали в изпълнение на процедури по Закона за обществени поръчки.

По отношение разходите за заплати дружеството посочва, че за 2022 г. увеличението е в размер на годишната инфлация и възлиза на 5 632 хил. лв. и е в изпълнение на действащите браншови и колективен трудов договор, като са взети предвид и ръстът на минималната работната заплата от 650 лв. на 710 лв. и вдигането на максималния осигурителен доход от 3 000 лв. на 3 400 лв., считано от 01.04.2022 г.

Увеличените разходи за материали дружеството обосновава с нарастването в световен мащаб на цените на суровините и материалите, които се влагат в крайните изделия.

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 72 118 хил. лв. и съвпада с утвърдената за предходния ценови период;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 376 361 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7,5%, очаквана прогнозна пазарна цена от 460,00

лв./MWh и утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото;

– Разходи за балансиране – 4,38 лв./MWh или общо 3 440 хил. лв., изчислени на база отчетени разходи за първата ценова година на шестия регулаторен период, при средна цена за базов товар на БНЕБ ЕАД за второто полугодие на 2021 г. в размер на 309,17 лв./MWh.

Дружеството обръща внимание, че утвърдената цена за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh е определена от КЕВР с Решение № Ц-19 от 01.07.2016 г., докато към настоящия момент от една страна електроразпределителните дружества закупуват необходимите им количества електрическа енергия от свободния пазар, а от друга пределната цена за балансиране е обвързана с цената на свободния пазар на пазарен сегмент „ден напред“, което води до увеличаване на разходите за балансиране. Посочва също, че при наблюдавания ръст на пазарната цена, количествата електрическа енергия, участващи в балансирането, оказват минимално влияние върху разходите за балансиране.

– РБА – 514 158 хил. лв., която стойност съответства на утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР средна нетна балансова стойност на съществуващите активи за шести регулаторен период;

– Възвръщаемост – 39 298 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 5,74%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 9 687 551 MWh;

– Корекция с инфлационен индекс по чл. 38, ал. 1, т. 4 от НРЦЕЕ – 10 158 хил. лв.;

– Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ – (минус) -751 хил. лв.;

– Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ – (плюс) 6 495 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2021 г. – 02.2022 г. за пренесената електрическа енергия, постигнатата пазарна цена и получените компенсации чрез Министерството на енергетиката по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи.

2.1.2. Становище на „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писма с вх. № Е-13-62-1038 от 02.06.2022 г. и вх. № Е-13-62-1050 от 14.06.2022 г. „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД е представило становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

2.1.2.1. Разходи за балансиране

„Електроразпределителни мрежи Запад“ АД изразява несъгласие със запазването на размера на разходите за балансиране на нивото им от 1,80 лв./MWh, определено с Решение № Ц-19 от 01.07.2016 г., с мотива, че не са отчетени следните редица новонастъпили факти и обстоятелства, в т.ч. увеличените цени на свободния пазар, по които електроразпределителните дружества закупуват електрическата енергия за покриване на технологичните загуби; увеличението на пределната цена за балансиране, която е обвързана с цената на свободния пазар на сегмент ден напред; въвеждането на 15-минутен интервал на сетълмент на балансиращия пазар най-късно от м. декември 2022 г., при запазване на интервала на доставка от 1 час. С оглед на горното настоява Комисията да признае за следващия ценови период заявените от дружеството разходи за балансиране в размер на 4,38 лв./MWh.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. Съгласно представените от дружеството със заявление с вх. № Е-13-62-19 от 31.03.2022 г. отчетни данни е видно, че за

първо полугодие на 2021 г. разходите му за балансиране възлизат на 1,26 лв./MWh, а за второ полугодие на 2021 г. – 7,99 лв./MWh (съществено по-висока от отчетената за този период от останалите електроразпределителни дружества). „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД не е представило актуални данни относно разходите за балансиране за първата половина на 2022 г. В тази връзка следва да се има предвид, че след приемане на Решение № Ц-44 от 30.12.2021 г., считано от 01.01.2022 г. пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу е увеличена значително. Освен това с приетите от КЕВР Правила за изменение и допълнение на ПТЕЕ (обн. ДВ, бр. 110 от 24.12.2021 г.) са отменени чл. 56б, ал. 4 и чл. 56в, ал. 6 от ПТЕЕ, съответно са направени изменения и допълнения в чл. 57, ал. 4 и ал. 5 от ПТЕЕ, по силата на които стандартни и комбинирани балансиращи групи нямат право да се обединяват чрез общ финансов сетълмент, а координаторите на тези балансиращи групи нямат право да прехвърлят отговорността за балансиране на друг координатор на балансираща група, в резултат на което цената за недостиг се понижи с около 30%, до нива по-ниски от цената на пазара ден напред. Кумулативният ефект от двете мерки – увеличена цена за излишък и намалена цена за недостиг значително намалява разходите за балансиране на търговските участници.

2.1.2.2. Корекция с инфлационен индекс за предходен период

„Електроразпределителни мрежи Запад“ АД счита заявеното увеличение на оперативните разходи в рамките на отчетената инфлация от 7,8% за изцяло икономически обосновано и отразяващо аргументирано очакваните допълнителни разходи за материали и поддръжка на мрежата вследствие на увеличените цени от доставчици и изпълнители на поръчки по проведени и приключили процедури по реда на Закона за обществените поръчки. Посочва, че по данни на НСИ към м. април 2022 г. годишната инфлация възлиза на 14,4%, която стойност е почти два пъти по-висока от заявената от дружеството и почти пет пъти по-висока от приложената от КЕВР. Също така, според публикувани данни от EUROSTAT инфлацията за България за м. април 2022 г. спрямо м. април 2021 г. е 12,1%, а по данни на Европейската централна банка инфлацията за м. април 2022 г. за Еврозоната е 7,4%, като за м. май 2022 г. прогнозата е да достигне 8,1%. Обръща внимание, че непризнаването на по-високия процент инфлация ще затрудни разплащанията на дружеството, които ще нараснат номинално през следващата ценова година. Това ще доведе до преустановяване извършването на определени дейности като правене на просеки, ремонт и други подобни, както и осигуряване на финансови средства за постигане на минимално изпълнение на лицензионните задължения, което от своя страна не носи полза за клиентите и производителите, присъединени към електроразпределителната мрежа. В допълнение акцентира върху обстоятелството, че дружеството не е получило инфлационна индексация и за първата година на шестия регулаторен период, което води до изоставане на одобрените оперативни разходи спрямо реалните, а разликата остава за сметка на дружеството, т.е. чрез цените не се възстановяват икономически обосновани разходи съгласно основните принципи, заложи в Закона за енергетиката.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. С оглед прозрачност и прогнозируемост, регулаторът следва да прилага подход, при който за всеки ценови период по време на регулаторния период индексира оперативните разходи на дружествата с инфлационния индекс за предходната календарна година, предвид обстоятелството, че за първата ценова година от шестия регулаторен период са утвърдени оперативни разходи, съответстващи на отчетените през базисната година. По този начин се гарантира равнопоставено третиране на клиентите и енергийните дружества. Предложеният от „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД подход с отчитане на инфлационния индекс към м. април 2022 г. предполага разминаване на периодите и изкривява крайния резултат. Натрупаната инфлация през първото тримесечие на 2022 г., като част от общата инфлация за 2022 г., ще бъде отчетена при корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 1 от НРЦЕЕ за следващия ценови

период. Неправилен е и допълнителният аргумент на дружеството относно неполучаването на инфлационна индексация за първата година на шестия регулаторен период, което води до изоставане на одобрените оперативни разходи спрямо реалните. Комисията е одобрила оперативни разходи за първата ценова година на регулаторния период до нивата, отчетени за базисната година, предвид факта, че операторите на електроразпределителни мрежи отчитат сериозен ръст на тази група разходи през базисната година, в сравнение с останалите две от регулаторния период, от което се налага изводът, че необходимата индексация във връзка с инфлацията през предходната година е била предварително акумулирана.

2.1.2.3. Корекция с фактор Z

Мрежовият оператор възразява срещу приложението на подхода за изчисление на постигнатата пазарна цена след компенсации с мотива, че същият не е регламентиран в НРЦЕЕ. Според дружеството, за да бъдат спазени изискванията на НРЦЕЕ, корекцията следва да бъде направена между утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. прогнозна пазарна цена в размер на 131,27 лв./MWh и постигнатата среднопретеглена цена от 382,38 лв./MWh, при утвърден технологичен разход от 7,5%. От получения резултат по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ следва да бъдат приспаднати получените компенсации, изплатени на основание решения на Министерски съвет, за да се стигне до крайния резултат, който трябва да се вземе предвид при ценообразуването. Подчертава, че в НРЦЕЕ няма изискване за изчисляване на цена за 1 MWh получена компенсация.

Дружеството счита, че прилагането на количества електрическа енергия за технологичен разход, закупени на пазара ден напред, противоречи на разпоредбата на чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, изискваща в калкулациите да участват количества енергия за технологичен разход, регламентиран съобразно утвърдения му размер от 7,5% и пренесените реални количества електрическа енергия до краен клиент, което води до разлика в разходите за покупка на електрическа енергия, респективно в разходите след компенсации, в размер на 25 475 хил. лв. Намира, че с прилагането на подобен подход КЕВР намалява финансовия стимул от постигнатото намаление на технологичния разход от дружеството, което всъщност е заложено в утвърдения метод за регулиране на цените на електроразпределителните дружества.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. Корекцията с фактора Z се изчислява чрез заместване във формулата, регламентирана в чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, а именно:

$$Z_t = \left(P_{\text{утв.}} - E_{\text{прог.}} * \frac{TR_{\text{одоб.}\%}}{1 - TR_{\text{одоб.}\%}} * C_{\text{тр.}} \right)_{t-1} - \left(P_{\text{отч.}} - E_{\text{отч.}} * \frac{TR_{\text{одоб.}\%}}{1 - TR_{\text{одоб.}\%}} * C_{\text{тр.1}} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

Предлаганият от дружеството подход за изчисление напълно противоречи на горната формула, тъй като в нея липсва елемент, който да отразява приспадане на получените компенсации, изплатени на основание решения на Министерски съвет. Тези компенсации могат да се отразят единствено при калкулацията на елемента $C_{\text{тр.1}}$ по начина, по който е направено по-долу, т.е. постигнатата цена е функция на закупените количества електрическа енергия и реалните разходи за тези количества, които представляват разликата от заплатената на БНЕБ ЕАД стойност на закупената електрическа енергия и получените компенсации за нея. По този начин дружеството получава реалния стимул от постигнатото намаление на технологичния си разход.

2.1.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението на „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД, както и на допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2021 г. на дружеството и при прилагане на единния

подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР за първата година на шестия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за шестия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;

- Разходите за амортизации;

- Разходите за балансиране;

- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;

- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 62 341 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 4 298 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2021 г., в размер на (минус) -751 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по-долу:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ АД		2021 г. (И1)	2022 г. (И2)	2023 г. (И3)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	100 075	83 450	83 429
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	25 255	15 000	15 000
3	Нетна амортизация, Ап	7 883	6 484	6 533
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	66 937	61 966	61 897
5	Среден номинален размер на инвестициите	97 080		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	105 460		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 \cdot A1 + 1,5 \cdot A2 + 0,5 \cdot A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	10 900		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	11 170		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период (р.5-р.6)*5,74% + (р.7-р.8)	-751		

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -9 521 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_{t-1} = \left(P_{\text{утв.}} - E_{\text{прог.}} * \frac{TR_{\text{одоб.}\%}}{1 - TR_{\text{одоб.}\%}} * C_{\text{тр.}} \right)_{t-1} - \left(P_{\text{отч.}} - E_{\text{отч.}} * \frac{TR_{\text{одоб.}\%}}{1 - TR_{\text{одоб.}\%}} * C_{\text{тр.1}} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$P_{\text{утв.}}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 346 766 хил. лв.;

$P_{\text{отч.}}$ – отчетени приходи в размер на 367 950 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-19 от 31.03.2022 г. и писма с вх. № Е-13-62-8 от 26.04.2022 г., вх. № Е-13-62-1014 от 13.05.2022 г. и вх. № Е-13-62-1051 от 16.06.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 31.05.2022 г., както и прогноза за месец юни 2022 г.;

$E_{\text{прог.}}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 306 039 хил. kWh;

$E_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 824 907 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-19 от 31.03.2022 г., и писма с вх. № Е-13-62-8 от 26.04.2022 г., вх. № Е-13-62-1014 от 13.05.2022 г. и вх. № Е-13-62-1051 от 16.06.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 31.05.2022 г., както и прогноза за месец юни 2022 г.;

$TR_{\text{одоб.}}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7,5%;

$C_{\text{тр.}}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 152,22 лв./MWh;

– $C_{\text{тр.}}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 158,01 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, относно закупените количества от пазара „ден напред“ от БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопотеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 31.03.2022 г., намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ АД		
1	Количество електрическа енергия закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	563 201
2	Разходи, хил. лв.	215 359
3	Постигната среднопотеглена цена, лв./MWh	382,38
4	Получени компенсации, хил. лв.	134 472
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	80 886
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	143,62
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	137,06
8	$C_{\text{тр.}}^1$ (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	158,01

P_{t-2} – (плюс) 649 хил. лв. е изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z , използван в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 318 595 хил. лв.;

$P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 330 909 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-19 от 31.03.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 301 046 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 555 434 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-19 от 31.03.2022 г.;

$TR_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

$C_{мп.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

$C_{мп.}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 133,01 лв./MWh.;

Z_{t-1} – (минус) – 8 291 хил.лв.;

Приложен Z фактор - (минус) -8 940 хил.лв.;

P_{t-2} – (плюс) 649 хил. лв.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД, са следните:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	130 229
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	368 508
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	72 118
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	681 960
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	514 158
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	105 460
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	62 342
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	39 145
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	4 298
8	Корекция с фактор Z , хил. лв.	- 9 521
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	- 751
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	604 025
11	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	9 687 551

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД са, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01653 лв./kWh,
 - цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,06759 лв./kWh,
 - цена за достъп за небитови клиенти – 0,02151 лв./kW/ден,
 - цена за достъп за битови клиенти – 0,00648 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за втората ценова година от шестия регулаторен период – 604 025 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 687 551 MWh.

2.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-262-34 от 31.03.2022 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

Утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., в частта по т. II.5.3. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00994 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03783 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02060 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00598 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени и действащите цени на дружеството:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,00994	0,02028	104,02%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,03783	0,07719	104,04%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./kW/ден	0,00598	0,02163*	261,71%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02060	0,02163	5%

„Електроразпределение Юг“ ЕАД уточнява, че предложените в ценовото заявление цени са изчислени при очаквана от мрежовия оператор пазарна цена на електрическа енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителната мрежа в размер на 451,30 лв./MWh, определена в изпълнение на указанията, предоставени с писмо на КЕВР с изх. № Е-13-32-2#1 от 21.03.2022 г., към която са прибавени утвърдените от Комисията с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото. Дружеството е посочило, че в случай, че КЕВР утвърди различна от действащата покупна цена на електрическата енергия за покриване на

технологични разходи, предложените в заявлението за утвърждаване цени следва да бъдат изменени пропорционално.

2.2.1. Предоставена от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

Исходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората година от шестия регулаторен период са, както следва:

– Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 134 428 хил. лв., при утвърдени за предходния ценови период – 125 171 хил. лв., в резултат на приложена корекция с инфлационен индекс за периода март 2021 – февруари 2022 г. спрямо периода март 2020 – февруари 2021 г. и специфична инфлация за определени групи материали (електротехнически материали, горива и смазочни материали и др.) с обща стойност от 9 257 хил. лв., което представлява увеличение със 7,4%;

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 66 606 хил. лв., утвърдена с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 332 274 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7,5%, очаквана прогнозна пазарна цена от 451,30 лв./MWh и утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото;

– Разходи за балансиране – 3,98 лв./MWh или общо 2 787 хил. лв., като увеличението спрямо утвърдените за предходния период 1,80 лв./MWh е обосновано с изключителното нарастване на цените на пазар Ден напред“ на БНЕБ ЕАД и ограничените възможности за нетиране на небаланси в резултат на отмяната на чл. 56б, ал. 4 и чл. 56в, ал. 6 от Правилата за търговия с електрическа енергия.

– РБА – 664 950 хил. лв., при утвърдена с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. РБА в размер на 628 214;

– Възвръщаемост – 38 168 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 5,74%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 8 637 854 MWh;

– Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ – е (минус) -1 720 хил. лв.;

– Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ – (плюс) 58 971 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2021 г. – 02.2022 г. и прогнозни стойности за месеците март, април, май и юни 2022 г., както и получените за периода 01.07.2021 г. – 31.03.2022 г. компенсации чрез Министерството на енергетиката по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребна за технологични разходи.

Дружеството предлага цената за достъп на битови клиенти да се начислява по същия начин както цената за достъп на небитови клиенти, т.е. да не зависи от количеството консумирана електрическа енергия, а да представлява постоянна компонента, която да се начислява върху предоставена мощност, като е еднаква с цената за достъп на небитови клиенти. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е анализирано предоставената мощност на битовите клиенти, като се е съобразило с тяхната консумация, въз основа на която е изчислило предоставената мощност.

2.2.2. Становище на „Електроразпределение Юг“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писма с вх. № Е-13-262-1038 от 02.06.2022 г. и вх. № Е-13-262-1038 от 17.06.2022 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е представило становище по доклада и проекта на решение

за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД намира възприетия от КЕВР подход за корекция на оперативните разходи на дружеството с нивата на инфлацията за съответстващ на регулаторната рамка, счита, обаче, че така приложената индексация от 3,3% не отговаря на реално отчетеното ниво на инфлацията от м. април 2022 г. в размер на 7%. Напомня, че корекция с нивата на инфлацията не е приложена от КЕВР и за първата година от шестия регулаторен период. Предвид горното обръща внимание, че подценяването на ръста на инфлацията ще доведе до изоставане на признатите разходи на дружеството спрямо реалните такива, което ще представлява нова предпоставка за ликвидни проблеми при финансиране на инвестиционната програма.

Мрежовият оператор поставя акцент върху необходимостта от въвеждането на цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти на база присъединена мощност и не споделя мотивите КЕВР, с които искането му е отхвърлено. Според дружеството предложеният нов модел на ценообразуване на услугата достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти е в съответствие с европейската практика и способства за по-ефективно и по-справедливо разпределение на постоянните разходи, сред които основно тези за инфраструктурни инвестиции, сред ползвателите на електроразпределителната мрежа. Подчертава, че преходът от цена за достъп, която се базира единствено на количествата потребена енергия, към цена достъп с фиксирани компоненти, е разпознат като ефективен инструмент за реализиране на необходимата промяна на тарифните структури и регулаторните модели с оглед все по-комплексните очаквания на крайните клиенти към операторите на електроразпределителни мрежи в резултат на увеличението на разпределеното производство на възобновяема енергия, електромобилността и дигитализацията на енергийните услуги, предоставяни на бита.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД очаква също така разликата между реалните разходи за закупуване на енергия за технологични загуби и очакваните компенсации по програми на Министерски съвет за месеците март, април, май и юни 2022 г., както и отчетните данни за закупената от дружеството електрическа енергия за покриване на технологичните разходи и постигнатата среднопредтеглена цена за месеците април и май 2022 г. да бъдат взети предвид и отразени от Комисията в окончателното ценово решение под формата на Z фактор.

Комисията приема горните възражения за неоснователни. С оглед прозрачност и прогнозируемост, регулаторът следва да прилага подход, при който за всеки ценови период по време на регулаторния период индексира оперативните разходи на дружествата с инфлационния индекс за предходната календарна година, предвид обстоятелството, че за първата ценова година от шестия регулаторен период са утвърдени оперативни разходи, съответстващи на отчетените през базисната година. По този начин се гарантира равнопоставено третиране на клиентите и енергийните дружества. Предложеният от „Електроразпределение Юг“ ЕАД подход с отчитане на инфлационния индекс към м. април 2022 г. предпоставя разминаване на периодите и изкривява крайния резултат. Натрупаната инфлация през първото тримесечие на 2022 г., като част от общата инфлацията за 2022 г., ще бъде отчетена при корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 1 от НРЦЕЕ за следващия ценови период. Неправилен е и аргументът на дружеството относно неполучаването на инфлационна индексация за първата година на шестия регулаторен период, което води до изоставане на одобрените оперативни разходи спрямо реалните. Комисията е одобрила оперативни разходи за първата ценова година на регулаторния период до нивата, отчетени за базисната година, предвид факта, че операторите на електроразпределителни мрежи отчитат сериозен ръст на тази група разходи през базисната година, в сравнение с останалите две от регулаторния период, от което се налага изводът, че необходимата индексация във връзка с инфлацията през предходната година е била предварително акумулирана.

КЕВР не приема аргументите, че предложеният от дружеството метод за утвърждаване на цената за достъп не е в ущърб на енергийно уязвимите клиенти предвид факта, че

обвързването на цената за достъп с предоставената мощност ще доведе до сериозно повишение на цената за клиентите с най-ниска консумация, съответно до намаление на цената при клиентите с най-високо потребление. Въз основа на редица публично достъпни проучвания и изследвания на основните категории клиенти и тяхното средномесечно потребление, както и на данни за клиентите, получаващи енергийни помощи, може да се направи обоснован извод, че по-голямата част от тези с най-ниска консумация са такива, които изпитват затруднения да заплащат сметките си за електрическа енергия, и които с голяма доза вероятност ще попаднат в категорията енергийно уязвими клиенти. Доколкото, обаче, към настоящия момент не съществува яснота относно критериите за установяване на това понятие, Комисията счита за нецелесъобразна промяната на досегашния модел за определяне на цената за достъп за битови клиенти.

По отношение искането при изчисленията на фактора Z да бъде отчетена разликата между реалните разходи за закупуване на енергия за технологични загуби и очакваните компенсации по програми на Министерския съвет за месеците април, май и юни 2022 г., в Комисията към настоящия момент не са постъпили горните данни, като те следва да се вземат предвид в калкулацията на P компонентата от фактора Z през следващия ценови период.

2.2.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2021 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР за първата година на шестия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за шестия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;

- Разходите за амортизации;

- Разходите за балансиране;

- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;

- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 56 717 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 4 131 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени

инвестиции за 2021 г., в размер на (минус) -1 720 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по долу:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		2021 г. (И1)	2022 г. (И2)	2023 г. (И3)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	85 070	93 498	91 018
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	24 846	20 200	20 800
3	Нетна амортизация, Ап	5 310	5 236	5 123
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	54 914	68 062	65 095
5	Среден номинален размер на инвестициите	90 642		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	107 206		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	7 897		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	8 666		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период (р.5-р.6)*5,74% + (р.7-р.8)	- 1 720		

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -5 673 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(\text{Путв.} - E_{\text{прог.}} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}\%}}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}\%}} * \text{Ц}_{\text{тр.}} \right)_{t-1} - \left(\text{Потч.} - E_{\text{отч.}} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}\%}}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}\%}} * \text{Ц}_{\text{тр}1} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 326 766 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 347 083 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-262-34 от 31.03.2022 г. и писма с вх. № Е-13-262-1018 от 18.05.2022 г. и вх. № Е-13-262-1051 от 20.06.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 31.05.2022 г., както и прогноза за месец юни 2022 г.;

E_{прог.} – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 637 854 хил. kWh;

E_{отч.} – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 086 286 хил. kWh;

ТР_{одоб.} – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7,5%;

Ц_{тр.} – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 152,22 лв./MWh;

– Ц_{тр.}¹ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 163,90 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, относно закупените количества от пазара ден напред от БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 31.03.2022 г., намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата

електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по-долу:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	514 194
2	Разходи, хил. лв.	194 548
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	378,36
4	Получени компенсации, хил. лв.	117 668
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	76 881
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	149,52
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	142,95
8	$C_{mp.}^1$ (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	163,90

P_{t-2} – (плюс) 502 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z , използван в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците април, май и юни 2021 г. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 303 564 хил. лв.;

$P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 314 459 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-34 от 31.03.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 586 990 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 770 475 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-34 от 31.03.2022 г.;

$TR_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

$C_{mp.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

$C_{mp.}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 133,75 лв./MWh;

Z_{t-2} – (минус) - 8 000 хил. лв.

Приложен Z фактор - (минус) - 8 502 хил. лв.

P_{t-2} – (плюс) 502 хил. лв.;

Цената за достъп за битови клиенти не е изчислена по предложения от дружеството метод, като постоянна компонента, която да се начислява върху предоставена мощност в лв./kW/ден, като е еднаква с цената за достъп на небитови клиенти. До настоящия момент Комисията не е утвърждавала цената за достъп, дължима от битовите клиенти, а само тази за небитовите по този начин. Формирането на цената за достъп по предложения начин е нецелесъобразно, тъй като ще засегне на практика най-вече енергийно уязвими клиенти, за които, обаче, Р България все още не е въвела ясни критерии за дефиниране и защита.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	125 171
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	328 579
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	66 606
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	655 960
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	492 035
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	107 206
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	56 719
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	37 652
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	4 131
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-5 673
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-1 720
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	554 745
11	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	8 637 854

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – **0,01643 лв./kWh;**
 - цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,07105 лв./kWh;**
 - цена за достъп за небитови клиенти – **0,02256 лв./kW/ден;**
 - цена за достъп за битови клиенти – **0,00598 лв./kWh,**
- необходими годишни приходи за втората ценова година от шестия регулаторен период – **554 745 хил. лв.** и пренесена електрическа енергия от **8 637 854 MWh.**

2.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-45 от 30.03.2022 г. „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

Утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.4. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01312 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03583 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02073 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00885 лв./kWh.

2.3.1. Предоставена от „Електроразпределение Север“ АД прогнозна информация

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложението на „Електроразпределение Север“ АД и действащите цени на дружеството:

„Електроразпределение Север“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01312	0,02712	106,71%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,03583	0,07406	106,70%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00885	0,01829	106,67%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02073	0,04285	106,71%

„Електроразпределение Север“ АД уточнява, че предложените в ценовото заявление цени са изчислени при очаквана от мрежовия оператор пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителната мрежа в размер на 467,50 лв./MWh, определена в изпълнение на указанията, предоставени с писмо на КЕВР с изх. № Е-13-32-2#1 от 21.03.2022 г., към която са прибавени утвърдените от Комисията с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и допустимия максимален размер на разходите за балансиране. Дружеството е посочило, че в случай, че КЕВР утвърди различна от действащата покупна цена на електрическата енергия за покриване на технологични разходи, предложените в заявлението за утвърждаване цени следва да бъдат изменени пропорционално.

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората година от шестия регулаторен период са, както следва:

- Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 110 270 хил. лв., при утвърдени за предходния ценови период – 100 245 хил. лв., в резултат на приложена корекция с инфлационен индекс от 10% за периода февруари 2021 – февруари 2022 г. на обща стойност от 10 025 хил. лв.;

- Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 249 124 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8,5%, очаквана прогнозна пазарна цена от 467,50 лв./MWh и утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране;

- Разходи за амортизации на съществуващите активи – 41 486 хил. лв.;

- РБА в размер на 284 420 хил. лв.;

- Възвръщаемост – 16 326 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 5,74%;

- Прогнозни количества електрическа енергия – 5 490 283 MWh;

- Корекция с фактора Z – (плюс) 33 274 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2021 г. – 03.2022 г., както и получените за периода 01.07.2021 г. – 31.03.2022 г. компенсация чрез Министерството на енергетиката по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи;

- Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния ценови период – (минус) -1 145 хил. лв.

2.3.2. Становище на „Електроразпределение Север“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-273-1070 от 02.06.2022 г. „Електроразпределение Север“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

„Електроразпределение Север“ АД не споделя възприетия от КЕВР подход за корекция на оперативните разходи на дружеството с инфлационен индекс в размер на 3,3% за предходен период на основата на данни от НСИ относно индекса на потребителските цени за 2021 г. Според дружеството прилагането на инфлационния индекс за предходната календарна година, вместо за предходните 12 месеца, изкривява реалната инфлация в страната, чийто размер е значително по-висок, като към настоящия момент (до м. април 2022 г. включително) натрупаната инфлация от началото на 2022 г. е в размер на 7,6% по данни от НСИ. Напомня, че корекция с нивата на инфлацията в размер на 1,7% не е приложена от КЕВР и за първата година от шестия регулаторен период, поради което до настоящия момент натрупаната инфлация, която влияе върху оперативните разходи от края на 2020 г., е в размер на общо 12,6%. Отчитайки горните съображения, „Електроразпределение Север“ АД поддържа искането си за корекция на оперативните му разходи с инфлационен индекс в размер на 10,0%, който максимално се доближава до реално отчетения от НСИ и не нарушава изискванията на НРЦЕЕ.

„Електроразпределение Север“ АД очаква също така да бъде компенсирани за разликата между прогнозната пазарна цена и действителната цена за закупуване на електрическа енергия от организиран борсов пазар, която възниква в рамките на целия първи ценови период от шести регулаторен период, след приспадане на предоставените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на електрическа енергия, потребена за технологични разходи, одобрена от Министерския съвет.

Комисията приема горните възражения за неоснователни. С оглед прозрачност и прогнозируемост, регулаторът следва да прилага подход, при който за всеки ценови период по време на регулаторния период индексира оперативните разходи на дружествата с инфлационния индекс за предходната календарна година, предвид обстоятелството, че за първата ценова година от шестия регулаторен период са утвърдени оперативни разходи, съответстващи на отчетените през базисната година. По този начин се гарантира равнопоставено третиране на клиентите и енергийните дружества. Предложеният от „Електроразпределение Север“ АД подход с отчитане на прогнозен инфлационен индекс предпоставя разминаване на периодите и изкривява крайния резултат. Натрупаната инфлация през първото тримесечие на 2022 г., като част от общата инфлация за 2022 г., ще бъде отчетена при корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 1 от НРЦЕЕ за следващия ценови период. Неправилен е и аргументът на дружеството относно неполучаването на инфлационна индексация за първата година на шестия регулаторен период, което води до изоставане на одобрените оперативни разходи спрямо реалните. Комисията е одобрила оперативни разходи за първата ценова година на регулаторния период до нивата, отчетени за базисната година, предвид факта, че операторите на електроразпределителни мрежи отчитат сериозен ръст на тази група разходи през базисната година, в сравнение с останалите две от регулаторния период, от което се налага изводът, че необходимата индексация във връзка с инфлацията през предходната година е била предварително акумулирана.

По отношение искането при изчисленията на фактора Z да бъде отчетена разликата между реалните разходи за закупуване на енергия за технологични загуби и очакваните компенсации по програми на Министерски съвет за месеците април, май и юни 2022 г., в Комисията към настоящия момент не са постъпили горните данни, като те следва да се вземат предвид в калкулацията на P компонентата от фактора Z през следващия ценови период.

2.3.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Север“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2021 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР за първата година на шестия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за шестия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;

- Разходите за амортизации;

- Разходите за балансиране;

- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;

- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 42 404 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 3 308 хил. лв.

„Електроразпределение Север“ АД		2021 г. (И1)	2022 г. (И2)	2023 г. (И3)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	40 007	40 000	40 000
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	3 037	3 103	3 196
3	Нетна амортизация, Ап	3 779	4 443	4 125
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	33 192	32 454	32 678
5	Среден номинален размер на инвестициите	49 333		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	48 133		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	6 058		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	7 272		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период (р.5-р.6)*5,74% + (р.7-р.8)	- 1 145		

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -15 632 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(\text{Путв.} - E_{\text{прог.}} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}}\%}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}}\%} * \text{Ц}_{\text{мп.}} \right)_{t-1} - \left(\text{Потч.} - E_{\text{отч.}} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}}\%}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}}\%} * \text{Ц}_{\text{мп.}}^1 \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 218 059 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 242 960 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-273-45 от 30.03.2022 г. и писма с вх. № Е-13-273-1029 от 20.05.2022 г. и вх. № Е-13-273-1079 от 20.06.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 31.05.2022 г., както и прогноза за месец юни 2022 г.;

$E_{\text{прог.}}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 490 283 хил. kWh;

$E_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 701 457 хил. kWh;

$\text{ТР}_{\text{одоб.}}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8,5%;

$\text{Ц}_{\text{мп.}}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 152,22 лв./MWh;

– $\text{Ц}_{\text{мп.}}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 168,01 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, относно закупените количества от пазара ден напред от БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 31.03.2022 г., намалена с получените компенсация по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	271 698
2	Разходи, хил. лв.	99 886
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	367,64
4	Получени компенсация, хил. лв.	58 146
5	Разходи след компенсация, хил. лв.	41 740
6	Постигната цена след компенсация, лв./MWh	153,63
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	147,06
8	$\text{Ц}_{\text{мп.}}^1$ (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	168,01

P_{t-2} – (минус) -2 082 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z , използван в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 212 288 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 230 550 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Север“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-273-45 от 30.03.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г.;

Е_{прог.} – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 445 000 хил. kWh;

Е_{отч.} – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 620 350 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-45 от 30.03.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г.;

ТР_{одоб.} – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 9%;

Ц_{мп.} – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

Ц_{мп.¹} – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 133,83 лв./MWh;

Z_{t-2} – (минус) -17 184 хил. лв.;

Приложен Z фактор - (минус) -15 102 хил. лв.;

P_{t-2} – (минус) -2 082 хил. лв.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	100 245
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	239 280
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	41 486
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	281 937
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	191 363
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	48 133
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	42 441
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	16 183
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	3 308
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-15 632
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-1 145
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	383 725
11	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	5 490 283

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД, са както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,02648 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07073 лв./kWh;

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02311 лв./kW/ден;
 - цена за достъп за битови клиенти – 0,00885 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за втората ценова година от шестия регулаторен период – 383 725 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 490 283 MWh.

3.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.5. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01325 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,06035 лв./kWh.

3.4.1. „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД не е подало заявление за утвърждаване на цени за достъп и за пренос на електрическа енергия до/през електроразпределителната мрежа, считано от 01.07.2022 г. В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай, че енергийното предприятие не е подало заявление, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими годишни приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

3.4.2. Електроразпределение Златни Пясъци“ АД не е депозирало становище по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

3.4.3. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-09-1008 от 18.05.2022 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за втората ценова година от шестия регулаторен период. След анализ на тази информация, данните от годишния финансов отчет на дружеството за 2021 г. и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР за първата година на шестия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за шестия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;

- Разходите за амортизации;

- Разходите за балансиране;

- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;

– Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 406 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 56 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2021 г., в размер на (плюс) 17 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по долу:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		2021 г.	2022 г.	2023 г.
		(И1)	(И2)	(И3)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	200	159	188
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	9	0	0
3	Нетна амортизация, Ап	32	36	58
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	159	123	130
5	Среден номинален размер на инвестициите	216		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	253		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	54		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	35		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период (р.5-р.6)*5,74% + (р.7-р.8)	17		

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -324 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(\text{Путв.} - E_{\text{прог.}} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}}\%}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}}\%} * \text{Ц}_{\text{пр.}} \right)_{t-1} - \left(\text{Потч.} - E_{\text{отч.}} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}}\%}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}}\%} * \text{Ц}_{\text{пр.}}^1 \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 3 673 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 4 075 хил. лв. съгласно представената информация с писма с вх. № Е-13-09-1008 от 18.05.2022 г. и вх. № Е-13-09-1010 от 21.06.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 31.05.2022 г., както и прогноза за месец юни 2022 г.;

$E_{\text{прог.}}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 49 907 хил. kWh;

$E_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 55 361 хил. kWh;

$\text{ТР}_{\text{одоб.}}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 5%;

$\text{Ц}_{\text{пр.}}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 152,22 лв./MWh;

– C_{mp}^1 – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 148,20 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, относно закупените количества от пазара ден напред от БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 31.03.2022 г., намалена с получените компенсация по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	1 518
2	Разходи, хил. лв.	475
3	Постигнатата среднопретеглена цена, лв./MWh	312,99
4	Получени компенсация, хил. лв.	272
5	Разходи след компенсация, хил. лв.	203
6	Постигнатата цена след компенсация, лв./MWh	133,81
7	Постигнатата цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, лв./MWh	131,27
8	C_{mp}^1 (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	152,22

P_{t-2} – (плюс) 35 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z , използван в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 3 342 хил. лв.;

$P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 1 955 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Златни пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-1008 от 18.05.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 57 904 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 37 067 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Златни пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-1008 от 18.05.2022 г.;

$TR_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 5%;

C_{mp} – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

C_{mp}^1 – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 134,89 лв./MWh;

Z_{t-2} – (плюс) 1 261 хил. лв.;

Приложен Z фактор - (плюс) 1 226 хил. лв.;

P_{t-2} – (плюс) 35 хил. лв.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, са следните:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	1 701
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	1 544
3	Разходи за амортизации	240
4	Регулаторна база на активите	2010
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 351
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	253
4.3.	Необходим оборотен капитал	406
5	Норма на възвръщаемост на капитала	5,74%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	115
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	56
8	Корекция с фактор Z	-324
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	17
10	Необходимите годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)	3 350
11	Количество електрическа енергия за разпределение	62 521

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са, както следва:

- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – **0,00828** лв./kWh;
 - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,04530** лв./kWh,
- необходими годишни приходи за втората ценова година от шестия регулаторен период – 3 350 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 62 521 MWh.**

VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-14 от 31.03.2022 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД, с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2022 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № Е-13-46-16 от 30.03.2022 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, в качеството си на краен снабдител, не е подало заявление за утвърждаване на цени. По силата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, в случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 41 и 45 от същата, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови, респективно регулаторен период въз основа на данните, с които разполага. От „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е постъпило писмо с вх. № Е-13-77-1002 от 13.05.2022 г. с информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

1. Единен подход при определяне на необходимите годишни приходи на електроснабдителните дружества

След анализ на постигнатите резултати от електроснабдителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. необходими годишни

приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи да бъде приложен единен подход, както следва:

1.1. Компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ е утвърдена в размер на 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия.

1.2. Необходимите годишни приходи на крайните снабдители за ценовия период отразяват прогнозните разходи за покупка на електрическа енергия за снабдяване на крайните клиенти, изчислени на основата на годишната прогноза за потребление за клиентите, присъединени към съответната мрежа на ниско напрежение и среднопретеглена цена за енергия. Среднопретеглената цена за покупка на електрическа енергия е формирана на база индивидуалните прогнозни количества и цената за закупуване на електрическа енергия от обществения доставчик, към която е прибавена цената за задължения към обществото.

1.3. В цените не са включени разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Към настоящия момент такива прогнозни разходи не могат да бъдат анализирани с оглед установяване на тяхната обосноваемост, тъй като не е налице яснота относно възможностите за тяхното обезпечаване посредством финансиране чрез различни инструменти или комбинация от тях (в т.ч. безвъзмездна финансова помощ, нисколихвени и държавно гарантирани заеми, други финансови стимули за привличане на инвестиции от частния сектор, европейски фондове и програми и т.н.). В допълнение, разпределението на индивидуални цели за енергийни спестявания обхваща освен предприятия от сектор „Електроенергетика“ и такива от сектори като „Топлоенергетика“, „Природен газ“, „Търговия с течни горива“ и „Търговия с твърди горива“. Това, в комбинация с възможността за свободно прехвърляне на издадени удостоверения за постигнати енергийни спестявания, ще доведе до ситуация крайните клиенти на електрическа енергия да финансират разходи по изпълнени мерки за енергийна ефективност в други сектори и на практика е възможно да доведе до чувствително и необосновано увеличение на цената за задължения към обществото.

1.4. В цените не са включени разходи за несъбираеми вземания. Не може да се приеме за обосновано, че включването на разходи за несъбираеми вземания в необходимите годишни приходи на дружествата е в интерес на клиентите, тъй като предприемането на съответни действия за недопускане на възникването на тези разходи чрез способите за събиране на вземания по съдебен ред, уредени в Гражданския процесуален кодекс (ГПК), е изцяло в обхвата на управленските решения на органите на дружествата. Поради тези причини разходите за несъбираеми вземания попадат в обхвата на чл. 11, ал. 2, т. 14 от НРЦЕЕ и не следва да бъдат признавани в състава на разходите, свързани с лицензионната дейност. Признаването на тези разходи в допълнение към компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ е непазарен подход, поставящ крайните снабдители в привилегировано положение спрямо останалите участници на пазара, които покриват подобни разходи за сметка на маржа си. Подобна мярка би демотивирала дружествата да полагат усилия за събирането им по реда на ГПК.

2. Цени и необходими годишни приходи на електроснабдителните дружества за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

2.1. „ЕЛЕКТРОХОЛД ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-47-14 от 31.03.2022 г. „Електрохолд Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

2.1.1. Предоставена от „Електрохолд Продажби“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-27 от 01.07.2021 г., в частта по т. II.6.1., цени, без ДДС, по които „Електрохолд Продажби“ АД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи ниско напрежение (НН), както и предложените от дружеството за новия ценови период, са представени в таблицата по-долу:

„Електрохолд Продажби“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14666	0,15440	5,28%
- Нощна	0,06245	0,06575	5,28%
2. Една скала	0,14666	0,15440	5,28%

Прогнозата на „Електрохолд Продажби“ АД за необходимите годишни приходи е извършена при спазване на следните условия:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 515 027 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР цена на обществения доставчик;
- Разходи за заплащане на цена за задължения към обществото – 34 123 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР цена за задължения към обществото;
- Компонента за дейността – 41 659 хил. лв., в т.ч.: оперативни разходи за дейността в размер на 20 721 хил. лв.;
- Възвръщаемост на регулаторната база в размер 4 209 хил. лв., разходи за балансиране в размер на 16 729 хил. лв., приложена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 5,74%
- Към необходимите годишни приходи дружеството включва разходи за енергийна ефективност в размер на 1 248 хил. лв. и некомпенсирани разходи за небаланси за периода 03.2019 г. – 02.2022 г. – 23 869 хил. лв.;
- Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 752 491 MWh.

„Електрохолд Продажби“ АД е направило отделно и следните искания:

- искане за възстановяване на некомпенсирани разходи за балансиране в размер на 20 444 хил. лв., възникнали през периода 06.2014 г. – 02.2019 г.;
- искане за възстановяване на несъбираеми вземания, за които е поискано възстановяване на ДДС, в размер на 24 600 хил. лв. (без включен ДДС);
- искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи за периода 2017 г. – 2020 г., произтичащи от задължения, свързани с изпълнение на индивидуалните цели за енергийни спестявания съгласно чл. 14, ал. 4, чл. 14а, ал. 4, чл. 15, ал. 6 и чл. 20 от Закона за енергийната ефективност, в размер на 14 581 хил. лв.

2.1.2. Становище на „Електрохолд Продажби“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писма с вх. № Е-13-47-1014 от 02.06.2022 г. и вх. № Е-13-47-1020 от 15.06.2022 г. „Електрохолд Продажби“ АД е представило становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

Според крайния снабдител компонентата за дейността по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ е определена като общ размер, което създава условия и води до липса на прозрачност при осъществяване на правомощията на Комисията в областта на ценовото регулиране на крайния снабдител. Посочва, че от доклада по никакъв начин не става ясно каква част от компонентата е за покриване на оперативните разходи, каква за разходи за балансиране и каква за осигуряване на възвръщаемост на капитала, отделно от това не става ясно и кои точно разходи са признати и включени в компонентата и кои не са. Дружеството твърди, че при определянето на компонентата за дейността не са отчетени в пълния им обем лицензионните задължения на крайния снабдител и законовите задължения, които се вменят с непрекъснатите изменения в нормативната уредба. „Електрохолд Продажби“ АД посочва също, че доставчиците на регулиран пазар правят допълнителни разходи за фактуриране и инкасиране, вкл. разходи за персонал, услуги от доставчици на услуги по отпечатване, пликване и разнасяне на фактури, инкасиране на плащания от клиентите, ИКТ услуги, офиси и др., както и разходи за работа с потребители и за тяхната издръжка, вкл. разходи за персонал, ИКТ услуги, издръжка на офиси и търговски центрове, събиране на просрочени вземания и др., като всички изброени разходи се поемат и заплащат единствено и само от крайния снабдител без участието на електроразпределителното дружество. В тази връзка отбелязва, че горните примери показват неравнопоставеното третиране, осъществявано от Комисията, не само между двата сегмента – свободен и регулиран пазар, а такова между отделните крайни снабдители – „Електрохолд Продажби“ АД е единственото дружество, което предварително издава, пликова и доставя до всичките си крайни клиенти хартиени фактури за задълженията им за електрическа енергия и мрежови услуги и независимо от множеството предложения до регулатора за оптимизиране на тази практика, до момента Комисията не е взела отношение по нито едно искане на дружеството, в допълнение все още няма произнасяне от Комисията по внесения проект на нови Общи условия, които биха дали реална възможност на крайния снабдител да оптимизира оперативните си разходи. „Електрохолд Продажби“ АД подчертава, че условно-постоянните му разходи не се влияят от обема и цената за покупка на електрическа енергия, а зависят изцяло от броя битови клиенти, които дружеството обслужва и които относително запазват своя брой. Отчитайки изложените съображения, крайният снабдител счита, че предвиденият в доклада размер на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ няма да покрие изброените по-горе оперативни разходи.

„Електрохолд Продажби“ АД възразява срещу частичното признаване на разходи за балансиране. Предвид необходимостта от справедливо прехвърляне на разходите, свързани с балансиране при осъществяване на дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, дружеството настоява Комисията да признае в необходимите приходи пълния размер на заявените разходи за балансиране за следващия ценови период – 16 729 хил. лв. или 3,52 лв./MWh. Според дружеството КЕВР следва да вземе предвид обстоятелството, че крайните снабдители осъществяват своята дейност при регулирани цени, в които са включени разходите за балансиране, а в същото време върху последните огромно въздействие оказва отворения пазар, на който се наблюдават сериозни сътресения през последната една година. Това води до съществена диспропорция (в пъти) между цената за балансиране и цената на обществения доставчик, и независимо от непрекъснатото подобряване от страна на дружеството на процеса по прогнозиране и в резултат намаляващата грешка при него, „Електрохолд Продажби“ АД реализира значителни финансови загуби. Освен гореизложеното, „Електрохолд Продажби“ АД апелира в окончателното ценово решение Комисията да преразгледа подхода си по отношение изработването на механизъм за компенсирание на

некомпенсирани разходи за балансиране за периода от 01.03.2019 г. – 28.02.2022 г. в размер на 23 869 хил. лв., като прави и отделно искане за възстановяване на некомпенсирани разходи за балансиране в размер на 20 444 хил. лв., възникнали през периода 01.06.2014 г. – 28.02.2019 г.

„Електрохолд Продажби“ АД изразява несъгласие с изложените в доклада мотиви за невключването в цените на разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания и не приема довода, че към сегашния момент такива прогнозни разходи не могат да бъдат анализирани с оглед установяване на тяхната обосновааност, тъй като не е налице яснота относно възможностите за тяхното обезпечаване посредством финансиране чрез различни инструменти или комбинация от тях (в т.ч. безвъзмездна финансова помощ, нисколихвени и държавно гарантирани заеми, други финансови стимули за привличане на инвестиции от частния сектор, европейски фондове и програми и т.н.). Посочва, че Агенцията за устойчиво енергийно развитие не допуска отчитането на енергийни спестявания в резултат от мерки, изпълнени чрез безвъзмездни средства за отчитане целите на задължените лица по ЗЕЕ в периода 2017 г. – 2020 г., като за целта във формулярите на заявления за издаване на удостоверения за енергийни спестявания се посочва частта от тях, постигната чрез безвъзмездна финансова помощ. Освен това следва да се вземе предвид и фактът, че съгласно § 1, т. 1 от Преходните и заключителни разпоредби на ЗЕЕ (редакция до 12.03.2021 г.), задължените лица фигурират в дефиницията за донори на финансиране, т.е. те следва да обезпечат изпълнението на мерки по енергийна ефективност в периода 2017 г. – 2020 г. за собствена сметка. Също така съгласно чл. 14б, ал. 7 от последната редакция на ЗЕЕ (в сила от 12.03.2021 г.) „За алтернативни мерки се считат всички реализирани енергийни спестявания в резултат на национални и европейски схеми за подпомагане“, следователно отчитането на тези мерки за изпълнение целите на задължените лица е недопустимо. Дружеството намира за неправомерно въвеждането на допълнителни ограничения спрямо произхода на енергийните спестявания по сектори за отчитане целите на задължените лица, тъй като прехвърлянето на издадени удостоверения за постигнати енергийни спестявания е законово регламентирано в чл. 75, ал. 3 от ЗЕЕ. Оспорва също така и позицията на КЕВР, че претендираните разходи не са обосновани от дружеството и че е направена обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени при положение, че в ценовото заявление „Електрохолд Продажби“ АД е представило детайлна информация относно предприетите от дружеството мерки в посока изпълнение на вмененото му със ЗЕЕ задължение.

Посочва, че за периода 2017 г. – 2021 г. Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) е признала на дружеството изпълнение в размер на 25,43 GWh, което е видно от поддържания от АУЕР публичен регистър на задължените лица. Това изпълнение е постигнато чрез редица мерки, приложени от дружеството, подробно описани в подаденото до КЕВР заявление и регистрирани удостоверения за енергийни спестявания. Извършените дейности за постигане на тези спестявания не са довели до никакви приходи от страна на „Електрохолд Продажби“ АД, като в по-голямата си част придобиването на удостоверенията е реализирано чрез покупка в рамките на групата, от която дружеството е част, при стриктно спазване на всички финансово-счетоводни изисквания за осъществяване на сделки между свързани лица, което гарантира, че направените разходи са правомерни и икономически целесъобразни. Придобиването от трети лица извън групата е реализирано чрез проведена тръжна процедура с критерий най-ниска цена и така е постигната икономическа оптимална целесъобразност, както и чрез дарение от УМБАЛСМ Пирогов и чрез извършване на оценки на енергийните спестявания от лице, вписано в регистрите към АУЕР съгласно изискванията на ЗЕЕ. Същевременно обръща внимание, че направените разходи са невъзстановими за дружеството.

„Електрохолд Продажби“ АД обръща внимание, че след приемането на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергийната ефективност (в сила от 12.03.2021 г.), енергийните спестявания от реализирани в периода до 2020 г. мерки не могат да бъдат използвани в следващия програмен период 2021 г. – 2030 г. и същевременно спестяванията, реализирани от началото на 2021 г., не могат да се използват за отчитане на стари задължения. Това на практика представлява невъзможност за отчитане на неизпълнени задължения от програмния период до края на 2020 г. чрез реализиране на нови мерки по енергийна ефективност. Като единствена възможност за дружеството за изпълнение на целите за периода 2017 г. – 2021 г. остава регистрирането и/или покупката на удостоверения за енергийни

спестявания от вече изпълнени мерки. Посочва, че инвестицията в мерки за енергийна ефективност съгласно оценка от реално изпълнени мерки за повишаване на енергийната ефективност в сгради, публикувана в утвърдения от Министерския съвет Национален интегриран план в областта на енергетиката и климата, възлиза на 1 500 лв. за 1 MWh спестена енергия, което прави невъзможно изпълнението на целите със собствени средства на дружеството. Предвид натрупването на неизпълнението и формирането на кумулативна цел за всяка година, която е многократно по-голяма от единичната стойност на целта за съответната година, като икономически обоснован за дружеството за покриване на целта за 2017 г. е избран вариантът за закупуване на удостоверения за енергийни спестявания от мерки, въведени в експлоатация в година, предхождаща годината или в същата година, за която е влязло в сила съответното задължение. Според дружеството така се избягва акумулирането на стойността на неизпълнението в следващите години до края на програмния период – 2020 г. Освен това, тъй като съгласно изискванията на ЗЕЕ удостоверенията за енергийни спестявания се издават на лицето, на което е реализирана мярката за спестяване на енергия, а не на инвеститора или предоставящия услугата по енергийна ефективност, „Електрохолд Продажби“ АД следва да предприеме допълнителни стъпки за придобиване на удостоверенията. Във връзка с гореизложеното дружеството е направило преизчисления на необходимите средства за изпълнение на целите чрез покупка на удостоверения за енергийни спестявания, реализирани от трети лица. Въз основа на новите изчисления е направено доначисление на провизията за енергийна ефективност в Годишния финансов отчет за 2021 г. в размер на 1 248 хил. лв.

С оглед на изложеното, „Електрохолд Продажби“ АД счита, че напълно отговаря на изискването направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани и следва в окончателното ценово решение да бъдат включени в необходимите годишни приходи на дружеството. В тази връзка дружеството поддържа и искането си за компенсиране на разходите за изпълнение на определената кумулативна индивидуална цел за постигане на енергийни спестявания за периода 2017 г. – 2021 г. в размер на 14 581 хил. лв.

„Електрохолд Продажби“ АД изразява несъгласие във връзка с непризнаването на заявените разходи за несъбираеми вземания и не приема изложените в тази връзка аргументи. Според дружеството е ноторно известно, че крайните снабдители са единствените по рода си доставчици на енергийния пазар, които нямат право да избират кои клиенти да снабдяват, както и нямат право да откажат започване на продажба и именно поради тези им наложени със закон задължения и даже ограничения, те не следва да бъдат сравнявани с останалите участници на пазара, които имат правото да действат по свободно определени от тях условия и по отношение на договарянето с клиентите, и по отношение на ценообразуването.

„Електрохолд Продажби“ АД счита, че в доклада отново не са спазени принципите на разходноориентирано ценообразуване, справедливо третиране на всички клиенти и недопускане на кръстосано субсидиране между отделните тарифи, които изискват цените да са определени по прозрачен и недискриминационен начин и да са съобразени с пазарните принципи и с очакваните промени в електроенергийния пазар. Крайният снабдител намира за справедливо и икономически обосновано признатите необходими приходи на дружеството и съответните утвърдени тарифи да се определят на база себестойността на предоставяната услуга, при спазване на принципите за ценово регулиране.

Комисията приема горните възражения за неоснователни. Представените от дружеството аргументи, както и ценовото предложение на „Електрохолд Продажби“ АД, не съответстват на ЗЕ и НРЦЕЕ. Комисията е утвърдила компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ в максимално допустимия размер – 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, като претенции за допълнителни разходи над тази стойност противоречат на горната разпоредба.

По отношение на възражението на дружеството, че не става ясно каква част от компонентата е за покриване на оперативните разходи и каква за осигуряване на възвръщаемост на капитала, следва да се има предвид, че в разпоредбата на чл. 10, ал. 5, изр. второ от НРЦЕЕ изрично е посочено, че компонентата се определя като обща стойност, без да се посочва конкретният размер на елементите, които я формират. Компонентата има

динамичен характер и предполага при оптимизация на отделен елемент от нея, като например разходите за балансиране, дружеството да получи по-висока възвръщаемост/да компенсира по-високи оперативни разходи и обратно. При определяне на тази компонента Комисията в изпълнение на чл. 3, ал. 6 от НРЦЕЕ използва подход, при който анализира общото финансово състояние на дружествата и ръководейки се от принципите по чл. 23, чл. 24 и чл. 31, т. 4 от ЗЕ определя общ размер на маржа (разликата между приходите и разходите за електрическа енергия), който дружеството следва да реализира. По този начин се осигурява гъвкавост на регулираното дружество и допълнителен стимул да оптимизира разходите си, с което да си осигури по-висока възвръщаемост. В тази връзка елементите на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, като разходи за дейността, възвръщаемост и разходи за балансиране, са динамични, като увеличението, съответно намалението на всяка от тях, се отразява на реализираната възвръщаемост.

Комисията счита възражението относно разходите за балансиране за неоснователно. Както е посочено по-горе компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ е утвърдена в максимално допустимия размер – 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, като претенции за допълнителни разходи над тази стойност противоречат на горната разпоредба.

Комисията счита възражението относно включването на разходи за несъбираеми вземания за неоснователно. Както е посочено по-горе, компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ е утвърдена в максимално допустимия размер – 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, като претенции за допълнителни разходи над тази стойност противоречат на горната разпоредба. Независимо от това, Комисията не може да приеме за обосновано включването на разходи за несъбираеми вземания в необходимите годишни приходи на дружеството, тъй като предприемането на съответни действия за недопускане на възникването на тези разходи чрез способите за събиране на вземания по съдебен ред, уредени в Гражданския процесуален кодекс, е изцяло в обхвата на управленските решения на органите на дружеството. Поради тези причини разходите за несъбираеми вземания попадат в обхвата на чл. 11, ал. 2, т. 14 от НРЦЕЕ и не следва да бъдат признавани в състава на разходите, свързани с лицензионната дейност. Невъзможността за постигане на 100% събираемост на вземания от предоставени стоки, услуги и др. е присъща на всяка една стопанска дейност, в т.ч. и доставката на електрическа енергия. Признаването на тези разходи в допълнение към компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ е непазарен подход, поставящ крайните снабдители в привилегировано положение спрямо останалите участници на пазара, които покриват подобни разходи за сметка на маржа си. Подобна мярка би демотивирала дружеството да полага усилия за събирането им по реда на ГПК. Следва също така да се има предвид, че не съществува работещ механизъм, по който Комисията да оценява при всеки един конкретен случай дали действително дружеството е предприело всички необходими действия по събиране на едно вземане и дали несъбираемостта наистина е в резултат на независещи от крайния снабдител обстоятелства или е възникнала по причини изцяло в сферата на отговорност на дружеството.

Комисията не приема възражението относно разходите за енергийна ефективност за основателно предвид мотивите, изложени в т. 1.3. от единния подход. В допълнение разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и
- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност. В представените от дружеството удостоверения за енергийни спестявания правят впечатление подмяната на транспортни средства в „ЧЕЗ Разпределение България“ АД в периода 2014-2018 г. и подмяната на стари механични електромери в „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, като не са представени доказателства как транспортните средства на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД спомагат за постигане на определените на „Електрохолд Продажби“ АД индивидуални цели за енергийни спестявания, нито доказателства, че тези разходи и разходите за подмяна на електромери не са възстановени чрез регулираните цени на мрежовия оператор, както и че чрез претендираните разходи за енергийна ефективност крайният клиент няма да ги заплати отново. За част от удостоверенията изрично е посочено, че са получени от дружеството чрез договор за дарение, което по подразбиране изключва извършването на каквито и да било разходи за придобиването им.

По отношение на искането Комисията да преустанови практиката на кръстосано субсидиране между отделните тарифи следва да се има предвид, че утвърждаването на различни цени за дневна и нощна енергия не представлява кръстосано субсидиране по смисъла на чл. 31, т. 6, б. „а“ във връзка с § 1, т. 31 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, тъй като ползващите дневна и нощна енергия не представляват отделни групи клиенти. Освен това при изпълнение на правомощията си за ценово регулиране Комисията се ръководи освен от принципите по чл. 23 и 24 и от принципа за въвеждане на динамично ценообразуване съгласно критериите, посочени в разпоредбата на чл. 31, т. 12 от ЗЕ, което означава, че утвърждаването на различни тарифи за крайните клиенти трябва бъде не само насърчавано, но и надградено.

2.1.3. Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на заявлението на „Електрохолд Продажби“ АД се установи, че дружеството е предложило стойности на ценообразуващите елементи, които не са в съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ. Съгласно тази разпоредба размерът на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ се определя в размер до 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия. В чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ е посочено, че в утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия не се включват цената за задължения към обществото и разходи за балансиране, като последните са част от компонентата за дейността (арг. от чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ). Разпоредбата на чл. 10 от НРЦЕЕ не предвижда включването на допълнителни разходи в необходимите годишни приходи на крайните снабдители извън тези, които се покриват от компонентата за дейността по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ.

В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VIII.1.3. от единния подход, не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Такива разходи не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Към настоящия момент не е възможно да се прогнозира разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

Разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и
- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

В резултат на гореизложеното и извършените корекции при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик и на цената за задължения към обществото, цените на „Електрохолд Продажби“ АД са, както следва:

„Електрохолд Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,11146
- Нощна	0,02629
2. Една скала	0.11146

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,73 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 426 480 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 4 866 543 MWh.

Клиентите на „Електрохолд Продажби“ АД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

- 1. Цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,02057 лв./kWh;**
- 2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,06759 лв./kWh;**
- 3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00648 лв./kWh.**

2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2022 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

2.2.1. Предоставена от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД прогнозна информация

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-27 от 01.07.2021 г., в частта по т. П.6.2., цени, без ДДС, по които „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството, считано от 01.07.2022 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14433	0,14420	-0,09%
- Нощна	0,05812	0,05812	0,00%
2. Една скала	0,14433	0,14420	-0,09%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 433 704 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР цена на обществения доставчик;
- Разходи за заплащане на цена за задължения към обществото – 28 735 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР цена за задължения към обществото;
- Компонента за дейността – 30 376 хил. лв., в т.ч. разходи за балансиране в размер на 16 168 хил. лв.;
- Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 002 069 MWh.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е подало и искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсирание на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с постигане на индивидуалните му цели за енергийната ефективност, в общ размер от 11 332,00 лв., в т.ч.:

- 9 832 лв. за финансиране на мерки за повишаване енергийната ефективност при краен клиент за постигане енергийни спестявания при крайна енергия в размер на 9,32 MWh/г. първична енергия, потвърдени с удостоверение за енергийни спестявания № 1765/12.04.2019 г. на Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР);
- 1 500 лв., без ДДС, за финансиране на мерки за повишаване енергийната ефективност при краен клиент за постигане енергийни спестявания при крайна енергия в размер на 5 325,85 MWh/г. първична енергия, потвърдени с удостоверение за енергийни спестявания № 2664/27.07.2021 г. на АУЕР.

2.2.2. Становище на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писма с вх. № Е-13-49-1006 от 02.06.2022 г. и вх. № Е-13-49-1006 от 16.06.2022 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е представило становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД отново поставя акцент върху непризнаването на средства, необходими за постигане на очакваните спестявания вследствие на наложените му индивидуални цели за енергийна ефективност. Отбелязва, че за изпълнението на политиката за енергийна ефективност и в частност – на схемата за задължителни енергийни спестявания (СЗЕС), е необходимо да бъде регламентиран ясен способ (методика или механизъм) за нейното финансиране и подsigуряване на средства за обезпечаване на тези разходи, които

задължените лица следва да извършват. Такъв способ е належащ с цел осигуряването на необходимите на крайния снабдител средства за изпълнението на наложеното задължение за участие в схемите за енергийни спестявания съгласно чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 г. относно енергийната ефективност. Според дружеството именно липсата на национален механизъм, определящ инструментите за финансиране на схемите за задължителни енергийни спестявания, лишава задължените лица от възможността ефективно и съразмерно с техните задължения, произтичащи от лицензионната им дейност, да участват в процеса по реализация на мерки, водещи до енергийни спестявания при крайните клиенти. В подкрепа на искането си препраща към официалната препоръка на Европейската комисия С (2019) 6621 от 25.09.2019 г. относно транспонирането на задълженията за икономии на енергия съгласно Директива 2012/27/ЕС, където на стр. 84 изрично е посочено като част от изброените задължителни характеристики на схемите за задължения за енергийна ефективност, че е „Необходимо да се въведе подходящ механизъм в схемата за задължителни енергийни спестявания, за да се осигури възстановяването на разходите, които задължените страни правят за изпълнението на своите индивидуални цели за икономии на енергия“. Това с особена сила важи за енергийни пазари, където крайните клиенти използват енергийни услуги по регулирани цени и финансирането на мерки за енергийна ефективност на пазарен принцип от регулирани в приходите им дружества е на практика невъзможно“.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД не споделя мотивите на Комисията за липса на обосноваване на разходите за енергийна ефективност, тъй като не са представени доказателства за извършването им. Счита, че направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели са икономически обосновани и документално потвърдени от получателите съгласно подписани двустранни споразумения между страните, в т.ч. и с удостоверения за енергийни спестявания № 1765/12.04.2019 г. и № 2664/27.07.2021 г. на АУЕР, още повече, че задължението на Комисията да признае разходите на крайния снабдител за изпълнение на наложеното задължение за енергийна ефективност е уредено нормативно с разпоредбата на чл. 35, ал. 1 и ал. 5 от ЗЕ. Подчертава, че неприемането на разходите за енергийна ефективност води не само до неизпълнение на националните и от там европейски цели за енергийна ефективност за 2022 г., но и ще направи невъзможно изпълнението на очакваните много по-амбициозни такива за целия период до 2030 г.

В допълнение към липсата на средства за енергийна ефективност обръща внимание и на завишените прогнозни количества електрическа енергия за сметка на намаляващите необходими годишни приходи от компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“. Според дружеството е необходима промяна в тази част на нормативната уредба, която да отчита реално необходимите разходи на крайните снабдители за обслужване на клиентите. Посочва, че компонента от 5,73 лв./MWh не отчита увеличаващата се инфлация и фиксираните административни разходи за обслужване на всеки клиент от страна на крайния снабдител, като дори е намалена с 1,86 лв./MWh спрямо предходния регулаторен период. Ниският размер на надбавката за дейността не стимулира и поэтапната либерализация на пазара, като определя цени, които не покриват разходите на регулираното дружество и създават риск за пълноценно изпълнение на лицензионната му дейност. Счита, че е нарушен принципът по чл. 31, т. 2 от ЗЕ цените да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността, включително да има и съответната възвръщаемост от тази регулирана дейност.

Комисията не приема горното възражение за основателно предвид мотивите, изложени в т. 1.3. от единния подход. Не може да бъде споделено разбирането на крайния снабдител, че предварителното финансиране на разходите за енергийна ефективност следва да се осигури изцяло чрез цената за задължения към обществото или чрез включването им в необходимите приходи на дружеството. Подобно разбиране напълно игнорира паралелното наличие на множество алтернативни източници на средства, които могат да бъдат използвани за постигане на индивидуалните цели, чието ангажиране, обаче, е извън компетенциите на КЕВР. В тази връзка Комисията счита, че осигуряването на пълния финансов ресурс за целите на

енергийната ефективност единствено чрез цените на електрическата енергия не намира в достатъчна степен нормативна опора в съществуващото енергийно законодателство.

В допълнение разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми, и
- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

Посочените разходи в горните искания не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Поради тези обстоятелства не е възможно да се прогнозира разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

По отношение на твърдението, че компонента от 5,73 лв./MWh не отчита увеличаващата се инфлация и фиксирания административни разходи за обслужване на всеки клиент от страна на крайния снабдител, като дори е намалена с 1,86 лв./MWh спрямо предходния регулаторен период, Комисията е утвърдила компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ в максимално допустимия размер – 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, като претенции за допълнителни разходи над тази стойност противоречат на горната разпоредба.

2.2.3. Ценообразуващи елементи

В съответствие с мотивите, изложени по т. VIII.1.3. от единния подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Такива разходи не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Към настоящия момент не е възможно да се прогнозира разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

Разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и
- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

След извършен анализ на заявлението на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и извършените корекции, при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик и цената за задължения към обществото, цените на дружеството са, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,10917
- Нощна	0,02115
2. Една скала	0,10917

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,73 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 375 065 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 4 279 845 MWh.

Клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,02057 лв./kWh,
2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07105 лв./kWh,
3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00598 лв./kWh.

2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-46-16 от 30.03.2022 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

2.3.1. Предоставена от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-27 от 01.07.2021 г., в частта по т. II.6.3., цени, без ДДС, по които „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството цени, считано от 01.07.2022 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
в т.ч. - Дневна	0,14778	0,14778	0,00%
- Нощна	0,05787	0,05787	0,00%
2. Една скала	0,14778	0,14778	0,00%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 339 613 хил. лв., в т.ч. разходи за заплащане на цена за задължения към обществото, изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР цена на обществения доставчик и цена за задължения към обществото;
- Компонента за дейността – 22 296 хил. лв.;
- Количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти – 2 938 904 MWh.

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заявява и следните допълнителни разходи за утвърждаване от КЕВР за ценовия период от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г.:

- Разходи за енергийна ефективност, свързани с ангажиментите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ – 655 хил. лв.;
- Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 10 857 хил. лв.

2.3.2. Становище на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-46-39 от 04.06.2020 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД посочва, че стойността на компонентата за дейността е значително намалена и е недостатъчна да покрие нарастващите разходи за балансиране и оперативните разходи на дружеството. Обръща внимание, че с повишаването на цените на електрическата енергия на организирания борсов пазар през последната година значително са се повишили разходите за енергиен недостиг и енергиен излишък, които са пряко свързани с борсовите цени, като въпреки полаганите от дружеството усилия за подобряване точността на прогнозиране, отчетените разходи за балансиране са нараснали значително. Освен това отчетената висока инфлация също води до повишаване на оперативните разходи за дейността. Предвид гореизложеното счита, че компонентата за дейността не следва да бъде намалявана.

Дружеството отбелязва, че съгласно Закона за енергийната ефективност на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, в ролята на краен снабдител, е заложен индивидуална цел за енергийни спестявания, като постигането на тази цел е свързано или с разходи на дружеството за мерки за енергоспестяване или с вноски във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“. Посочва, че непризнаването на разходи за тази дейност в необходимите приходи, поставя дружеството в невъзможност да акумулира необходимите средства за осъществяването на вменените му от нормативната уредба мерки за енергийна ефективност. Предвид горните аргументи и на основание чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ прави искане Комисията да признае заявените разходи, свързани с наложени нормативни задължения за енергийна ефективност, чиито размер възлиза на 4 734 хил. лв.

Комисията приема горните възражения за неоснователни. По отношение на твърдението, че стойността на компонентата за дейността е значително намалена и е недостатъчна да покрие нарастващите разходи за балансиране и оперативните разходи на дружеството, Комисията е утвърдила компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ в максимално допустимия размер – 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, като претенции за допълнителни разходи над тази стойност противоречат на горната разпоредба.

Комисията не приема възражението относно разходите за енергийна ефективност за основателно предвид мотивите, изложени в т. 1.3. от единния подход. В допълнение разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и
- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

2.3.3. Ценообразуващи елементи

В съответствие с мотивите, изложени по т. VIII.1.3. от единния подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Такива разходи не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Към настоящия момент не е възможно да се прогнозира разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

Разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и
- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

След извършен анализ на заявлението на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и извършените корекции, при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, цените на дружеството са, както следва:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,11311
- Нощна	0,02017
2. Една скала	0,11311

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,73 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 257 551 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 2 938 904 MWh.

Клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

- 1. Цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,02057 лв./kWh;**
- 2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07073 лв./kWh;**
- 3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00885 лв./kWh.**

2.4. „ЕСП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ ООД

2.4.1 „ЕСП Златни Пясъци“ ООД не е подало заявление за утвърждаване на цени за продажба на електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай, че енергийното предприятие не е подало заявление или не е представило информацията по чл. 41 от НРЦЕЕ, Комисията може служебно да утвърди необходимими годишни приходи и цени въз основа на данните, с които разполага.

2.4.2. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД не е депозирало становище по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

2.4.3. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-77-1003 от 13.05.2022 г. дружеството е представило информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

В резултат на извършените корекции в описания единен подход и при отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, цените на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД са, както следва:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,10429
- Нощна	0,04557
2. Една скала	-

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,73 лв./MWh;

- необходими годишни приходи – 116 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 1 325 MWh.

Клиентите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,02057 лв./kWh;
2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00828 лв./kWh;
3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04530 лв./kWh.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2022 г. (включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)	
„Електрохолд Продажби“ АД	2,70%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	3,47%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	4,45%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	-21,64%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	3,40%

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката и чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо във връзка с чл. 21, ал. 1, т. 8а и 8в и чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 6, т. 9, т. 10, т. 13, т. 17 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 1, т. 3 – 6, т. 10 и чл. 3, ал. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Определя за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.:

1. Прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да закупува електрическа енергия, както следва:

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители							
	Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	ВИ	ОБЩО
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.22	72 371	372 000	200 000	130 000	126	39 587	814 084
авг.22	92 941	372 000	150 000	150 000	197	36 691	801 830
сеп.22	80 759	324 000	100 000	150 000	172	28 241	683 172
окт.22	58 000	260 750	170 000	490 000	190	18 854	997 793
ное.22	107 621	468 000	250 000	250 000	448	12 457	1 088 526

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители							
	Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	ВИ	ОБЩО
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
дек.22	87 677	610 080	360 000	325 000	608	10 216	1 393 582
яну.23	69 504	632 400	360 000	280 000	651	19 701	1 362 255
фев.23	57 514	504 000	260 000	300 000	482	25 723	1 147 719
мар.23	126 476	520 100	250 000	350 000	575	33 207	1 280 358
апр.23	105 607	360 000	200 000	320 000	541	39 752	1 025 900
май.23	94 706	260 400	200 000	160 000	213	46 099	761 418
юни.23	95 621	309 470	202 000	80 400	163	42 327	729 980
юли.22-юни.23	1 048 799	4 993 200	2 702 000	2 985 400	4 364	352 855	12 086 618

2. Количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители – 12 086 618 MWh, от които:

- за „Електрохолд Продажби“ АД – 4 866 543 MWh;
- за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 279 845 MWh;
- за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 2 938 904 MWh;
- за „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – 1 325 MWh.

3. Процедурата за заявяване и разпределението на количества електрическа енергия от обществения доставчик към производителите за покриване на потреблението на крайните снабдители се осъществява съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия и сключените договори между обществения доставчик и съответното енергийно дружество.

II. Утвърждава, считано от 01.07.2022 г.:

1. Цена за задължения към обществото в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС, приходите от която цена се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Цената за задължения към обществото се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, крайните снабдители и електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

2. На АЕЦ Козлодуй“ ЕАД цена, по която продава електрическа енергия на обществения доставчик, в размер на 60,96 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 954 109 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 15 650 833 MWh.

3. На „Национална електрическа компания“ ЕАД:

3.1. Цена на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 80,98 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 257 427 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 3 178 843 MWh;

3.2. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, в размер на 81,90 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 6,53 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 989 919 хил. лв. и количество електрическа енергия – 12 086 618 MWh.

4. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

4.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,68 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 22 514 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 000 000 MWh;

4.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 2,30 лв./MWh, без ДДС, която се дължи от производители на електрическа енергия, с изключение на тези от слънчева и вятърна енергия, при необходими годишни приходи 90 115 хил. лв. и количества електрическа енергия 39 150 000 MWh;

4.3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 5,26 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 15 678 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 2 980 000 MWh. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане;

4.4. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 19,89 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 656 232 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 000 000 MWh.

5. На електроразпределителните дружества:

5.1. На „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД цени за втората ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 604 025 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 687 551 MWh, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01653 лв./kWh,**
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,06759 лв./kWh,**

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02151 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00648 лв./kWh.

5.2. На „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени за втората ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 554 745 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 637 854 MWh, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01643 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07105 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02256 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00598 лв./kWh.

5.3. На „Електроразпределение Север“ АД цени за втората ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 383 725 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 5 490 283 MWh, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,02648 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07073 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02311 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00885 лв./kWh.

5.4. На „Електроразпределение Златни пясъци“ АД цени за втората ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 3 350 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 62 521 MWh, както следва:

- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00828 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04530 лв./kWh.

6. На крайните снабдители:

6.1. На „Електрохолд Продажби“ АД:

6.1.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,73 лв./MWh; необходими годишни приходи – 426 480 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 4 866 543 MWh, както следва:

„Електрохолд Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,11146
- Нощна	0,02629

„Електрохолд Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.
	лв./kWh
2. Една скала	0,11146

6.1.2. Клиентите на „Електрохолд Продажби“ АД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

- цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,02057 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,06759 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00648 лв./kWh.

6.2. На „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД:

6.2.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,73 лв./MWh; необходими годишни приходи – 375 065 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 4 279 845 MWh, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,10917
- Нощна	0,02115
2. Една скала	0,10917

6.2.2. Клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

- цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,02057 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07105 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00598 лв./kWh.

6.3. На „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД:

6.3.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,73 лв./MWh; необходими годишни приходи – 257 551 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 2 938 904 MWh, както следва:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,11311
- Нощна	0,02017
2. Една скала	0,11311

6.3.2. Клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

- цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – **0,02057** лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,07073** лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – **0,00885** лв./kWh.

6.4. На „ЕСП Златни пясъци“ ООД:

6.4.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,73 лв./MWh; необходими годишни приходи – 116 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 1 325 MWh, както следва:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,10429
- Нощна	0,04557
2. Една скала	-

6.4.2. Клиентите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

- цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – **0,02057** лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – **0,00828** лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,04530** лв./kWh.

III. Отказва на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

IV. Отказва на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

V. Отказва на „ТЕЦ Марица 3“ АД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

VI. Отказва на „Топлофикация Русе“ АД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

Решението подлежи на обжалване пред Административен съд – София град в 14-дневен срок.

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:
СТАНИСЛАВ ТОДОРОВ**

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:
ИСКРА СТАЙКОВА**