



## РЕШЕНИЕ

№ Ц-19

от 01.07.2019 г.

### КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 01.07.2019 г., след като разгледа заявления с вх. № Е-13-01-22 от 29.03.2019 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, вх. № Е-13-41-34 от 29.03.2019 г., вх. № Е-13-41-35 от 29.03.2019 г. и вх. Е-13-41-52 от 21.05.2019 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, вх. № Е-13-62-40 от 29.03.2019 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, вх. № Е-13-47-20 от 29.03.2019 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-262-27 от 29.03.2019 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-49-6 от 29.03.2019 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-273-22 от 29.03.2019 г. от „Електроразпределение Север“ АД, вх. № Е-13-46-17 от 29.03.2019 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-6 от 02.04.2019 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-5 от 29.03.2019 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-33-5 от 01.04.2019 г. и вх. № Е-14-33-5 от 17.06.2019 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, допълнителна информация, постъпила с: писма с вх. № Е-13-41-15 от 15.02.2019 г. и вх. № Е-13-41-18 от 05.03.2019 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, вх. № Е-13-62-10 от 29.01.2019 г., вх. № Е-13-62-56 от 13.05.2019 г. и вх. № Е-13-62-58 от 13.05.2019 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, вх. № Е-13-262-12 от 31.01.2019 г., вх. № Е-13-262-47 от 15.05.2019 г. и вх. № Е-13-262-48 от 20.05.2019 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-273-6 от 28.01.2019 г., вх. № Е-13-273-35 от 14.05.2019 г. и вх. № Е-13-273-36 от 14.05.2019 г. от „Електроразпределение Север“ АД, вх. № Е-13-09-14 от 15.04.2019 г., вх. № Е-13-09-20 от 15.05.2019 г., вх. № Е-13-09-21 от 15.05.2019 г. и изх. № РД-01-42 от 25.01.2019 г. от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, вх. № Е-13-01-36 от 21.06.2019 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-49-16 от 24.06.2019 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-01-36 от 21.06.2019 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-13-77-6 от 15.04.2019 г. и вх. № Е-13-01-36 от 24.06.2019 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, събраните данни и доказателства от проведените на 04.06.2019 г. открито заседание и на 07.06.2019 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 и небитови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа, на ниво ниско напрежение; за достъп и/или за пренос през електропреносната мрежа; за достъп и/или за пренос 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 компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ,

а именно за компенсиране на невъзстановяеми разходи, съответно на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото.

Според чл. 35, ал. 2, т. 3 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 1 MW и над 1 MW по ЗЕВИ (§ 7, т. 1 от Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г.).

Комисията определя на централи с обща инсталирана електрическа мощност 1 MW и над 1 MW премии за произведената електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин (§ 6 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г.). Комисията определя на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW премии, като разлика между определената до влизане в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 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 – § 34, ал. 2 от Преходните и заключителни разпоредби (ПЗР) към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 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 1 MW и над 1 MW по ЗЕВИ (§ 9 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.).

В контекста на чл. 33а от ЗЕ, § 68, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г., и § 34, ал. 2 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 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 изчислява 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.

Според чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ за целите на ценообразуването КЕВР определя 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 Комисията приема за обосновано прилагането на еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ, § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г., и § 34, ал. 2 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.

По силата на § 40 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., КЕВР провежда процедури за утвърждаване и определяне на цени и премии за ценовия или регулаторния период от 1

юли 2019 г. до 30 юни 2020 г., въз основа на § 2, 3, 4, 5, 6, § 7 относно т. 1, § 19, 21, 23, 24 и § 37 относно т. 1 – 3.

Назначената със Заповед № 3-Е-93 от 17.05.2019 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-292 от 21.05.2019 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 84 от 27.05.2019 г., т. 3. В изпълнение на разпоредбата на чл. 47 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) е проведено открито заседание на 04.06.2019 г. На основание чл. 48 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 96 от 05.06.2019 г., т. 2 е приела проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“, който е подложен на 07.06.2019 г. на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ.

Във връзка с проведените открито заседание и обществено обсъждане от енергийните дружества са постъпили становища и възражения, както следва: с вх. № Е-13-01-32 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-13-01-36 от 14.06.2019 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД), с вх. № Е-13-41-54 от 04.06.2019 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД), с вх. № Е-13-62-66 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-13-62-66 от 14.06.2019 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-47-30 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-13-47-35 от 11.06.2019 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-262-55 от 04.06.2019 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-49-13 от 04.06.2019 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-42 от 04.06.2019 г. от „Електроразпределение Север“ АД, с вх. № Е-13-46-35 от 04.06.2019 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, с вх. № Е-14-24-7 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-14-24-9 от 11.06.2019 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, с вх. № Е-13-12-6 от 03.06.2019 г. и вх. № Е-13-12-6 от 20.06.2019 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, с вх. № Е-14-33-10 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-14-33-5 от 17.06.2019 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, 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 писмо с вх. № Е-04-64-2 от 04.06.2019 г. Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС, Фонда) е представил становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

ФСЕС посочва, че на 15.05.2019 г. е публикуван вторият доклад на Европейската комисия (ЕК) с общия брой квоти в обращение за целия Европейски съюз през 2018 г. за целите на Резерва за пазарна стабилност, съгласно който за периода 01.09.2019 г. – 31.12.2019 г. индикативният размер на оставащите квоти за търгуване е 8 726 000, т.е. при отпадане на 24% от тях в резултат на прилагането на чл. 10, § 2 от Директива 2003/87/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 октомври 2003 година за установяване на схема за търговия с квоти за емисии на парникови газове в рамките на Общността и за изменение на Директива 96/61/ЕО на Съвета (Директива 2003/87/ЕО) ще останат 6 631 760 квоти. Прогнозира, че по отношение на количествата квоти в обращение през 2020 г., ако се приеме ориентировъчен брой квоти колкото за 2019 г. (20 609 500), за месеците от януари до края на август индикативно трябва да бъдат търгувани около 12 млн. квоти, но с намалението от 24% ще останат малко повече от 9 млн. Обръща внимание, че от 15.05.2020 г. има нов доклад на ЕК и с голяма вероятност общият брой квоти в обращение, след вече извършеното намаление с 24%, ще бъде отново намален. Предвид изложеното счита, че промените в количествата квоти за емисии в обращение ще окажат съществено влияние върху цената им през следващия ценови период. В тази връзка намира за необходим детайлен анализ на приходите от квоти за емисии при утвърждаване на цена за задължения към обществото, за да бъде запазена стабилността на Фонда и да бъде гарантиран механизмът за компенсиране на производителите на електрическа енергия. Също така, след направен анализ на изпълнението на предвидените в Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР разходи, ФСЕС констатира, че вследствие на увеличението на цената на квотите на емисии реалните разходи на „Национална електрическа компания“ ЕАД за компенсиране на „Ей И Ес – ЗС Марица Изток

1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД за дължимите от тях вноски по чл. 36е от ЗЕ надхвърлят прогнозните 54 542 хил. лв. с 13 544 хил. лв. Недостиг е отчетен и при разходите за компенсиране на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производителите с дългосрочни споразумения за изкупуване на енергия., съответно 109 092 хил. лв. за „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и 168 707 хил. лв. за „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД. За изтичащия ценови период Фондът очаква също така и недостиг от ≈ 6-10 млн. лв. в предвидените разходи за компенсиране на обществения доставчик за изкупена електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност под 4 MW. Според ФСЕС, за да могат реално извършените разходи от обществения доставчик да бъдат компенсирани в следващ период, е от съществено значение да бъдат отчетени динамиката на цените на пазара на квоти на емисии и предстоящите намаления на общия брой квоти в обращение.

Комисията приема за основателни горните аргументи, като те са отразени в т. V от мотивите на настоящото решение.

С писма с вх. № Е-13-14-4 от 05.06.2019 г. и с вх. № Е-13-14-5 от 21.06.2019 г. „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е представило становища по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Дружеството изразява несъгласие с непризнаването в цената за разполагаемост на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД на разходите за инвестицията за извършената SO<sub>2</sub> & NO<sub>x</sub> модернизация, мотивирано в доклада с липсата на одобрение от страна на КЕВР на изменение на финансовия модел на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД. В тази връзка отбелязва, че на 07.03.2016 г. между НЕК ЕАД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е подписано Споразумение за изменение на Споразумението за изкупуване на енергия (СИЕ), което е одобрено от КЕВР с Решение № Р-236 от 22.04.2016 г. Със своето решение КЕВР е одобрила капиталовата инвестиция за модернизацията и я е определила като инвестиция на основание „промяна в законодателството“ – клауза 20.2 от СИЕ. Посочва, че Комисията не се е произнесла по конкретния размер на инвестицията, който по това време не е бил известен, но изрично е заявила в цитираното решение, че инвестицията е направена за привеждане на централата в съответствие с екологичните изисквания на Директива 2010/75/ЕО от 24 ноември 2010 г. за индустриалните емисии, имплементирани в българския Закон за чистота на атмосферния въздух. В одобреното от КЕВР Споразумение за изменение на СИЕ (клауза 3.2.4) са посочени размерът и сроковете за плащане на общия размер на инвестицията за модернизация от страна на НЕК ЕАД на вноски – първоначално плащане в размер на 10 млн. евро (без ДДС) със срок на плащане до 31.12.2017 г., като остатъкът от общия размер на инвестицията се дължи на четири вноски, дължими на всеки 6 (шест) месеца, като първата от тези четири вноски се заплаща не по-късно от 30.06.2018 г. Съгласно постигнатата договореност с НЕК ЕАД сумата, която следва да бъде изплатена от обществения доставчик по силата на Споразумението за изменение на СИЕ, трябва да покрие инвестиционните разходи и тяхната възвръщаемост с норма, посочена от новия (обновен) тарифен модел, който следва да бъде одобрен от регулатора. В рамките на 2017 г. и в началото на 2018 г. НЕК ЕАД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са съгласували размера на инвестицията и са уточнили, че разходите за направената инвестиция възлизат на 17,1 млн. евро (без ДДС). В съответствие с клаузите на Споразумението за изменение на СИЕ, дружеството е представило за одобрение в КЕВР актуализиран тарифен модел със заявление с вх. № Е-13-14-3 от 01.03.2018 г., като до настоящия момент няма произнасяне от страна на Комисията. Според дружеството СИЕ и Споразумението за изменение на СИЕ от 2016 г. не поставят компенсирането на капиталовата инвестиция за извършената модернизация под условие включването на такъв разход в регулираните цени на НЕК ЕАД. „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД счита за безспорен факт, че разходите за модернизация произтичат от условията на СИЕ и чл. 20.2 от СИЕ (промяна в законодателството) и тяхното компенсиране следва да се осъществи или чрез цените на обществения доставчик, които се утвърждават от КЕВР, или чрез средствата, управлявани от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, или по друг подходящ начин по преценка на КЕВР. В тази връзка напомня, че в установената

регулаторна практика КЕВР е приела, че е длъжна при определяне на регулираните цени на НЕК ЕАД да вземе предвид клаузите на СИЕ, договорени между обществения доставчик и дружеството, и подчертава, че след като капиталовата инвестиция за модернизацията е била одобрена от КЕВР като корекция на общото плащане по СИЕ, базирана на промяна в законодателството, липсата на последваща компенсация за НЕК ЕАД (чрез цени или по друг начин) или всяко друго несъответствие в третирането на тази инвестиция би довело до противоречиви регулаторни решения.

КЕВР приема за неоснователни изложените аргументи на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД. Съгласно т. 2.1. от Споразумение за изменение на Споразумение за изкупуване на енергия от 07.03.2016 г. НЕК ЕАД има задължение да заплати на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД размера на инвестицията за SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub> Модернизацията, плюс възвръщаемост на така установената инвестиция при норма, както е посочена в новия тарифен модел, одобрен от КЕВР едновременно с или след одобрение на Споразумението за изменение от 07.03.2016 г. Общият размер на инвестицията следва да бъде платен от НЕК ЕАД на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, както следва: 10 (десет) милиона евро не по-късно от 31 декември 2017 г. и останалата сума от Общия размер на инвестицията – на 4 (четири) равни вноски, дължими на всеки 6 месеца, като първата вноска трябва да бъде платена не по-късно от 30.06.2018 г. В Комисията е представен за одобрение тарифен модел с писмо с вх. № Е-13-14-3 от 01.03.2018 г., т.е. след настъпване падежа на първата вноска по Споразумението за изменение от 07.03.2016 г. Следва да се има предвид, че „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е подало жалба срещу мълчалив отказ на КЕВР да се произнесе за одобряването на тарифен модел по искане с вх. №Е-13-14-3/01.03.2018 г., по която в Административен съд София-град (АССГ) е образувано адм. дело № 9274 от 2018 г. С Определение № 7656 от 29.11.2018 г. АССГ е оставил без разглеждане жалбата на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД и е прекратил производството по адм. дело № 9274 от 2018 г. Определението на АССГ е оставено в сила с Определение № 1396 от 04.02.2019 г. на Върховния административен съд (ВАС) по адм. дело № 51 от 2019 г. В тази връзка съдът е изложил мотиви, че доколкото както в Споразумение за изменение на Споразумение за изкупуване на енергия от 07.03.2016 г., така и в Решение № Р-236 от 22.04.2016 г. на КЕВР, липсва правна регламентация и предвидена процедура за одобряване на тарифния модел, то се касае за служебно производство, което започва по инициатива на КЕВР, която единствено може да прецени кога и по какъв ред следва да бъде одобрен този модел. Към момента административното производство в тази връзка не е приключило поради необходимост от анализ на представения от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД модел.

С писмо с вх. № Е-13-40-1 от 10.06.2019 г. „Калиакра Уинд Пауър“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Дружеството отбелязва, че при формирането на цената за достъп за производители с динамично променяща се генерация всички приходи от предоставяне на преносна способност са включени само в определената цена за пренос и в противоречие с предходни ценови решения не са отразени и никакви приходи от реактивна енергия. Настоява при одобрение на разходи на ЕСО ЕАД, КЕВР да изисква доказателства за извършването им в предходния регулаторен период.

Комисията счита възражението на дружеството за неоснователно. Приходите на оператора на електропреносната мрежа от предоставяне на преносна способност и от реактивна енергия не са относими към услугата по предоставяне на достъп до електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, която отразява разходите за управление на електроенергийната система, а към услугата пренос. Реактивната енергия увеличава технологичните разходи на мрежовия оператор, които са ценообразуващ елемент на цената за пренос, съответно ако приходите от нея се използват за намаляване на цената за достъп, би се получило недопустимо кръстосано субсидиране между двете цени и групите ползватели на мрежата, които ги заплащат. Съгласно член 16, параграф 6, от Регламент (ЕО) № 714/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия и за отмяна на Регламент

(ЕО) № 1228/2003 приходите от преносна способност следва да се използват за увеличаване на междусистемните капацитети чрез мрежови инвестиции, по-специално в нови междусистемни електропроводи или за намаляване на тарифата, когато подобни инвестиции не са необходими. Ако ЕСО ЕАД инвестира тези приходи в трансгранични електропроводи, придобитите нови активи биха се отразили в РБА за дейността пренос, където са отразени и съществуващите трансгранични електропроводи, т.е. те са ценообразуващ елемент на цената за пренос, съответно ако приходите от преносна способност се използват за намаляване на цената за достъп, би се получило недопустимо кръстосано субсидиране между двете цени и групите ползватели на мрежата, които ги заплащат.

С писма с вх. № Е-12-00-239 от 06.06.2019 г. от „Солар 11“ ЕООД, вх. № Е-12-00-240 от 06.06.2019 г. от „Смолник Енерджи“ ЕООД, вх. № Е-12-00-241 от 06.06.2019 г. от „Чарган Солар Планта“ ЕООД, вх. № Е-12-00-242 от 06.06.2019 г. от „Джей Би Солар“ ЕООД, вх. № Е-12-00-243 от 06.06.2019 г. от „Солар Проджект“ ЕАД, вх. № Е-12-00-244 от 06.06.2019 г. от „Ханово 1 Солар“ ЕООД, вх. № Е-12-00-245 от 06.06.2019 г. от „СП02“ ЕООД, вх. № Е-12-00-246 от 06.06.2019 г. от „Вълчин Енерджи“ ЕООД, вх. № Е-12-00-247 от 06.06.2019 г. от „Феникс Солар“ ЕООД, вх. № Е-12-00-248 от 06.06.2019 г. от „Инниммо Солар“ ЕАД, вх. № Е-12-00-249 от 06.06.2019 г. от „Ботево 1 Солар“ ЕООД, вх. № Е-12-00-250 от 06.06.2019 г. от „Финер Солар“ ЕООД, вх. № Е-12-00-251 от 06.06.2019 г. от „Еко Хелиос Енерджи“ ЕООД, вх. № Е-12-00-252 от 06.06.2019 г. от „Гисолар“ ЕООД, вх. № Е-12-00-253 от 06.06.2019 г. от „Сън Енерджи Кула 1“ ЕООД, вх. № Е-12-00-254 от 06.06.2019 г. от „Сънфлауър-Угърчин“ ЕООД, вх. № Е-12-00-255 от 06.06.2019 г. от „Биомет Солар Пчеларово“ ЕООД, вх. № Е-12-00-262 от 10.06.2019 г. от „Риъл Продъкт“ ЕООД и вх. № Е-12-00-263 от 10.06.2019 г. от „Филикон-97“ АД, горните дружества са представили становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Дружествата посочват, че заявление с вх. № Е-13-41-52 от 21.05.2019 г. на ЕСО ЕАД не е обявено на интернет страницата на Комисията, а в публикуваните заявления на електропреносния оператор с вх. № Е-13-41-34 от 29.03.2019 г. и вх. № Е-13-41-35 от 29.03.2019 г. липсват изходни данни, което представлява нарушение на изискванията на чл. 15 от ЗЕ и чл. 11 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация. Производителите считат, че липсва конкретна обосновка на ценообразуващите елементи, които налагат увеличение на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители от слънце и вятър спрямо предходния ценови период, както и съпоставка с разходите, които се правят за останалите производители на електрическа енергия от възобновяеми източници и за производителите на енергия от конвенционален източник. В тази връзка намират позицията на КЕВР за различно третиране на производителите на електрическа енергия от слънце и вятър за неправилна и необоснована. Посочват, че за периода няма никакви нови обстоятелства, които да обосновават такова значително увеличение на цената за достъп. Не са съгласни с извода на Комисията, че производството на електрическа енергия от вятърни и слънчеви централи води до увеличаване на разходите за разполагаемост за допълнителни услуги. Подчертават, че първичното регулиране се определя по правилата на Европейската мрежа на електроенергийните системни оператори, неговата величина не зависи от генериращите мощности, тоест от индивидуалното участие на производителите от слънце и вятър или изобщо от други производители и твърдят, че всъщност производителите от възобновяеми източници не влияят върху закупувания допълнителен резерв по-различно от конвенционалните и другите възобновяеми централи, защото ЕСО ЕАД трябва да закупи тези количества, независимо от измененията в товарите и генерациите. Според производителите за разлика от цената за достъп, която е определена без да се вземат предвид конкретните небаланси на конкретния производител и затова е необоснована, небалансите, заплащани индивидуално от производителите, отразяват обективното им влияние върху електроенергийната система на страната и финансово компенсират разходите на ЕСО ЕАД за балансирането на цялата електроенергийна система. Чрез цената за достъп за производителите на електрическа енергия от вятър и слънце на практика те заплащат още веднъж за балансирането на системата, но този път – независимо от индивидуалния принос

на всеки един от тях. Считат също така, че утвърденият от регулатора нов разход (за достъп до преносната мрежа), който не е бил предвиден към момента на определяне на съответната преференциална цена, валидна към момента на пускане в експлоатация и не е включен в нея, съответно не е предвиден при актуализацията на прогнозната пазарна цена и при определянето съответните премии за компенсация, е в противоречие с чл. 2, ал. 1, т. 1 и чл. 31, ал. 4 от ЗЕВИ и чл. 20 от НРЦЕЕ. В заключение предлагат КЕВР да не утвърждава цена за достъп до електропреносната мрежа за производители от слънце и вятър или алтернативно да запази размера ѝ от предходния регулаторен период в съответствие с искането на ЕСО ЕАД.

По отношение предложената прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. дружествата посочват, че поради недостъпност на данните за почасовите графици на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници за периода 01.01.2018 г. – 31.12.2018 г., предоставени на КЕВР с писма с вх. № Е-13-41-15 от 15.02.2019 г. и вх. № Е-13-41-18 от 05.03.2019 г. от ЕСО ЕАД, не е възможно обосновано да се проследи как е постигната стойността на груповия коефициент за съответната група производители. Считат, че липсва и икономическа обосновка за изчислението на съответните прогнозни цени, поради взаимно противоречащи си изводи на КЕВР – от една страна регулаторът очаква допълнителните количества електрическа енергия от слънчева енергия да понижат чувствително цената на пиковата енергия и от там и цените за базов товар, но от друга в следващата част от анализа си посочва цена на базов товар, която е значително по-висока от определената за предходния регулаторен/ценови период. Обръщат също така внимание, че не е логично да се обосновава увеличение с над 20% на прогнозната годишна пазарна цена за базов товар с мотиви, почти идентични на тези от предходното ценово решение. Предлагат КЕВР да запази настоящите стойности или да приеме увеличение с не повече от 10% на прогнозната пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник.

Горните възражения Комисията приема за неоснователни. КЕВР не е нарушила разпоредбата на чл. 15 от ЗЕ при публикуването на заявление с вх. № Е-13-41-52 от 21.05.2019 г. на ЕСО ЕАД. Същото съдържа факти, свързани със стопанската дейност на дружеството, техническа и финансова информация, структура на разходите, цени и др. В този смисъл изходните данни в заявлението съдържат информация, която съставлява производствена и търговска тайна и чието разгласяване е забранено предвид разпоредбата на чл. 37 от Закона за защита на конкуренцията (ЗЗК). Същевременно, публикуването на изходните данни от заявлението на ЕСО ЕАД ще доведе до нелоялна конкуренция между търговци чрез узнаване, използване или разгласяване на търговска тайна, което е форма на нелоялна конкуренция, посочена в специалните текстове на ЗЗК. КЕВР не е съгласна с твърденията на дружествата за липса на обосновка на ценообразуващите елементи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производителите на електрическа енергия с динамично променяща се генерация, както и за необоснованост по отношение различното третиране на тези производители. В т. VI от мотивите на това решение подробно са представени заявените от преносния оператор стойности на ценообразуващите елементи на цената за достъп и е извършена оценка на икономическата им обоснованост. Следва да се има предвид, че въз основа на изменената разпоредба на чл. 104, ал. 2 от ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.) производителите на електрическа енергия дължат цени за достъп и/или пренос. В тази връзка е обосновано разходите на оператора на електропреносната мрежа за студен резерв, допълнителни услуги и  $\frac{1}{2}$  от условно-постоянните разходи и възвръщаемостта, свързани с управление на електроенергийната система, да се покриват от всички производители на електрическа енергия, в т.ч. и от тези от слънце и вятър. С цел обективно отразяване на разходите и равнопоставеност, както спрямо другите производители, така и спрямо крайните клиенти, обаче, е необходимо да се запази съществуващото положение допълнителните разходи по чл. 29 от НРЦЕЕ да се покриват единствено от производителите с динамично променяща се генерация. В тази връзка, по отношение на производителите с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, е необходимо цената по чл. 29 от НРЦЕЕ да отразява съответния дял на тези производители в разходите на оператора

на електропреносната мрежа за студен резерв, допълнителни услуги и  $\frac{1}{2}$  от условно-постоянните разходи и възвръщаемостта, свързани с управление на електроенергийната система.

Цената за достъп до електропреносната мрежа, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, покрива и допълнителни разходи за разполагаемост, които ЕСО ЕАД извършва и които не се включват в цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от крайните клиенти и останалите производители. Тези разходи са предизвикани от променливата генерация на производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, което налага увеличение на диапазона за вторично регулиране на фотоволтаичните електрически централи (ФЕЦ) и вятърните електрически централи (ВяЕЦ). Разходите за резерв за допълнителни услуги, включени в цена за достъп за производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, произтичат от необходимостта да бъдат поддържани конкретни енергийни мощности в готовност, като в случай на възникнал небаланс в електроенергийната система същите да могат да бъдат своевременно активирани. Към определените ценообразуващи елементи на цената за достъп нямат отношение нито тежестта на разходите за електрическа енергия, произведена от съответната технология, нито размерът на преференциалната цена на различните производители. Неоснователно е твърдението, че утвърждаването на цена за достъп единствено за горните видове производители е дискриминационна мярка и представлява повторно заплащане на разходи, които вече са покрити чрез определената цена за достъп до електропреносната мрежа. В тази връзка следва да бъде отчетено, че производството на електрическа енергия от ФЕЦ и ВяЕЦ, за разлика от производството на електрическа енергия от водноелектрически централи и 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, пълноценно участие за регулиране на електрическите централи, спирания и пускания, както и тези за резерв. В тази връзка покриването на тези разходи чрез цената за достъп до електропреносната мрежа би било необосновано, неравнопоставено и в нарушение на интересите на крайните клиенти и останалите производители, тъй като тези разходи се явяват допълнителни за системата и тяхната финансова тежест следва да се компенсира от субектите, които са ги причинили. В тази връзка производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия следва да покриват допълнителните разходи, които предизвикват за управление на системата. Посочената стойност от 100 MW допълнителна мощност е изчислена на база увеличение на диапазона за вторично регулиране с 9,5 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност за ФЕЦ и със 7,8 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност за ВяЕЦ, като получената стойност е редуцирана с около 40% предвид факта, че предизвикваните непринудени, случайни отклонения и смущения в електроенергийната система от ФЕЦ и ВяЕЦ много често са кумулативни, т.е могат да се компенсират взаимно, което води до по-малки отклонения. От своя страна производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, поради своята специфика, както е посочено по-горе, формират допълнителни разходи в тази връзка – разходите за поддържането на допълнителни резервни енергийни мощности в готовност, които в случай на възникнал небаланс в електроенергийната система, причинен от динамично променящата се генерация на производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, да могат да бъдат своевременно активирани. В тази връзка следва да се има предвид, че аргументи за формирането на размера на ценообразуващите елементи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители от слънчева и вятърна енергия са изложени по-долу в мотивите на настоящото решение. Също така според чл. 29, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната 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, свързани с управление на електроенергийната система, както и предизвиканите допълнителни разходи, включително за разполагаемост за резерв за допълнителни услуги, за диспечиране във връзка с балансиране и др.



Комисията не приема мотивите на дружествата по отношение предложената прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. Прогнозната пазарна цена за базов товар е определена в съответствие с изискванията на чл. 37а от НРЦЕЕ, съгласно която 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. Ясно е посочено, че постигнатите среднопретеглени цени на тези сделки на българския борсов пазар са в диапазона 93 – 97 лв./MWh, а фючърните сделки на HUDEX и унгарските фючърси на EEX (European Energy Exchange) достигат нива от около 58 – 59 евро/MWh, като за четвъртото тримесечие на 2018 г. и първото на 2019 г. превишават 60 евро/MWh. Аргументът, че допълнителните количества електрическа енергия от слънчева енергия могат да понижат цената на пиковата енергия и от там и цените за базов товар е изтъкнат като един от факторите, които са предпоставка за консервативната прогноза на Комисията, която определя прогнозна пазарна цена за базов товар в размер на 89 лв./MWh, въпреки че ако отчете постигнатите цени на централизирания пазар на двустранни договори (ЦПДД), тя следва да е в диапазона от 93 до 97 лв./MWh. Определената през предходния регулаторен/ценови период прогнозната пазарна цена няма отношение към настоящия, като единствено влияние оказват постигнатите цени на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

Комисията счита, че прогнозна пазарна цена за слънчева енергия в размер на 96,35 лв./MWh е консервативна и отразява реалните ценови нива, които производителите от такава енергия могат да постигнат, като дори могат да превишат. Доказателство за горното са среднопретеглените цени от търгове за продажба на електрическа енергия от ФЕЦ на ЦПДД на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), проведени на 13.06.2019 г. и 21.06.2019 г., а именно:

<i>Дата</i>	<i>Среднопретеглена цена</i>	<i>Период на доставка и отклонения</i>	<i>Товар MW</i>
21.06.2019	104,97	01.07.2019-30.06.2020; Почасово отклонение (-100%/+500%)	15
13.06.2019	100,01	01.07.2019-30.06.2020; Почасово отклонение (-100%/+350%)	2
13.06.2019	105,01	01.07.2019-30.06.2020; Почасово отклонение (-100%/+500%)	25
13.06.2019	97,51	01.07.2019-30.06.2020; Почасово отклонение (-100%/+500%)	2
13.06.2019	92,11	01.07.2019-30.06.2020; Почасово отклонение (-100%/+500%)	15
13.06.2019	104,98	01.07.2019-30.06.2020; Почасово отклонение (-100%/+500%)	50

С писмо с вх. № Е-12-00-256 от 06.06.2019 г. „Балкан Фриго“ ЕООД, „Геовид“ ЕООД, „Ханово 2 СОЛАР“ ЕООД, „Каравелово Солар“ ЕООД, „Кукорево 1 Солар“ ЕООД, „Меден Кладенец Солар“ ЕООД, „Пи Ви Инвест БГ“ ЕООД, „Соларен Парк Хаджидимово 1“ ЕООД, „Солар Ел Систем“ ЕАД, „Соларен Парк Хаджидимово 2“ ЕООД, „Кадийца“ ЕООД, „Ник Енерджи“ ЕООД, и „Солар Плана“ ЕООД са представили становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Дружествата считат, че липсва конкретна обосновка на ценообразуващите елементи, които налагат увеличение на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители от слънце и вятър спрямо предходния ценови период, както и съпоставка с разходите, които се правят за останалите производители на електрическа енергия от възобновяеми източници и за производителите на енергия от конвенционален източник. Предвид горното намират

позицията на КЕВР за различно третиране на производителите на електрическа енергия от слънце и вятър за неправилна и необоснована. Посочват, че за периода няма никакви нови обстоятелства, които да обосновават такова значително увеличение на цената за достъп. Не са съгласни с извода на Комисията, че производството на електрическа енергия от вятърни и слънчеви централи води до увеличаване на разходите за разполагаемост за допълнителни услуги. Подчертават, че първичното регулиране се определя по правилата на Европейската мрежа на електроенергийните системни оператори, неговата величина не зависи от генериращите мощности, тоест от индивидуалното участие на производителите от слънце и вятър или изобщо от други производители и твърдят, че всъщност производителите от възобновяеми източници не влияят върху закупувания допълнителен резерв по-различно от конвенционалните и другите възобновяеми централи, защото ЕСО ЕАД трябва да закупи тези количества, независимо от измененията в товарите и генерациите. Според производителите за разлика от цената за достъп, която е определена без да се вземат предвид конкретните небаланси на конкретния производител и затова е необоснована, небалансите, заплащани индивидуално от производителите, отразяват обективното им влияние върху електроенергийната система на страната и финансово компенсират разходите на ЕСО ЕАД за балансирането на цялата електроенергийна система. Чрез цената за достъп за производителите на електрическа енергия от вятър и слънце на практика те заплащат още веднъж за балансирането на системата, но този път – независимо от индивидуалния принос на всеки един от тях. Считат също така, че утвърденият от регулатора нов разход (за достъп до преносната мрежа), който не е бил предвиден към момента на определяне на съответната преференциална цена, валидна към момента на пускане в експлоатация и не е включен в нея, съответно не е предвиден при актуализацията на прогнозната пазарна цена и при определянето съответните премии за компенсация, е в противоречие с чл. 2, ал. 1, т. 1 и чл. 31, ал. 4 от ЗЕВИ и чл. 20 от НРЦЕЕ. В заключение предлагат КЕВР да не утвърждава цена за достъп до електропреносната мрежа за производители от слънце и вятър или алтернативно да запази размера ѝ от предходния регулаторен период в съответствие с искането на ЕСО ЕАД.

Комисията счита възраженията на дружествата за неоснователни предвид изложените по-горе аргументи.

С писмо с вх. № Е-04-29-2 от 20.06.2019 г. Българска ветроенергийна асоциация (БВА) е представила становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

БВА обръща внимание, че с утвърждаването на три цени за достъп се допуска неравноправно третиране от една страна между крайни клиенти и производители, а от друга между производителите от ВяЕЦ и ФЕЦ и всички останали производители, без да е изложен реален мотив за подобно разделение на централите. В тази връзка посочва, че нормата на закона е приложена неправилно и са надхвърлени пределите на оперативната самостоятелност на регулатора, тъй като чл. 104, ал. 2 от ЗЕ не разделя производителите в отделни групи или категории и съответно не регламентира възможност за подобно разделение в подзаконов акт.

Според БВА липсва яснота относно разпределяне на разходите на преносния оператор между двете услуги – достъп до и пренос през електропреносната мрежа. Счита, че ценовото регулиране следва да осигурява контрол върху разходите, с оглед извършваната по същността си монополна дейност от страна на преносния оператор, както и да осигури възможност на заинтересованите лица да анализират възприетите от Комисията ценообразуващи елементи за всяка от цените. По-конкретно посочва, че в т. 4 (съответно в т. 4.1 и 4.4) от проекта на решение са визирани само „необходими приходи“, без да е ясно какви са тези необходими приходи за осъществяване на услугата по пренос и съответно на услугата по достъп, като подобно е положението и с определяне на нормата на възвръщаемост и как се разпределя същата между двете различни услуги. Не ставало ясно също така в какво съотношение условно-постоянните разходи на ЕСО ЕАД се разделят и се съотнасят към цената за пренос и цената за достъп и по-нататък към цените за достъп на отделните групи ползватели на мрежата.

Липсва яснота и относно разпределяне на приходите на ЕСО ЕАД от реактивна

енергия, капацитет и такси за присъединяване – в ценообразуването на коя от услугите (пренос или достъп) се включват, като позицията на БВА е, че посочените приходи следва да се отнесат към услугата достъп. Отбелязва, че липсата в НРЦЕЕ на механизъм за разпределение на разходите и на необходимите приходи за образуване на цените за достъп и пренос позволява на Комисията да включва приходите от реактивна енергия и преносна способност или в цената за достъп или в цената за пренос през различните ценови периоди без съответната обосновка.

Според асоциацията липсват каквито и да било мотиви, защо регулаторът счита, че разходите за всички допълнителни услуги и студен резерв касаят и се отнасят само към производителите. Намира за необективно и невярно разбирането на КЕВР, че крайните клиенти нямат никакво отношение към допълнителните услуги. От друга страна, включването на тези разходи само в цените за производители не почива на анализ доколко и кои допълнителни услуги и студен резерв касаят конвенционалните централи, съответно производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници и в частност вятърни и слънчеви централи. КЕВР не е посочила по какви причини се налага към цената от 3,02 лв./MWh за тези производители, каквато е заявило ЕСО ЕАД, да се начисли допълнително и цената, определена за другите производители, в резултат на което цената за достъп за производителите от вятър и слънце се определя в размера от 5,12 лв./MWh, спрямо 2,10 лв./MWh за всички останали производители.

Във връзка с изложеното, на основание чл. 104, ал. 2 от ЗЕ и в съответствие с принципите на регулиране, регламентирани в закона, БВА предлага да се определи една цена за достъп до електропреносната мрежа за всички производители на електрическа енергия.

Комисията счита възраженията на БВА за неоснователни предвид изложените по-горе аргументи. Неоснователно е и твърдението на БВА, че нормата на закона – чл. 104, ал. 2 от ЗЕ, е приложена неправилно и са надхвърлени пределите на оперативната самостоятелност на регулатора. Посочената норма регламентира субектите, които дължат цени за достъп. Правилата за образуване на тези цени се определят в НРЦЕЕ – чл. 36, ал. 3 от ЗЕ. В тази връзка въз основа на обективни и недискриминационни критерии и при отчитане на различното влияние на отделните групи субекти по чл. 104, ал. 2 от ЗЕ върху размера на разходите на мрежовия оператор за предоставяне на услугата за достъп, НРЦЕЕ регламентира специални разпоредби, въз основа на които се формират съответните им цени за достъп – чл. 26, ал. 1, чл. 26, ал. 2 и чл. 29 от НРЦЕЕ. Също така, според чл. 32, ал. 2, т. 2 от ЗЕ Комисията може да определя часови, сезонни и други тарифни структури на цените в съответствие с разходите. В тази връзка като пример може да бъде посочена трайната регулаторна практика на КЕВР за утвърждаване на отделни цени за достъп до електроразпределителната мрежа за битови и небитови крайни клиенти.

С писмо с вх. № Е-04-40-3 от 20.06.2019 г. Асоциация Хидроенергия е представила становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Асоциацията възразява срещу предложената цена за достъп до електропреносната мрежа за производители в размер на 2,10 лв./MWh, тъй като чрез нея драстично и за пореден път през последните години (след значителното увеличение на таксите за водовземане и въведената петпроцентна такса върху приходите по чл. 36е от ЗЕ) се нарушава рамката на сключените договори и се увеличава финансовият риск за производителите.

Комисията приема за неоснователно горното възражение. Цената за достъп до електропреносната мрежа за производители е определена на основание чл. 104, ал. 2 от ЗЕ и чл. 26, ал. 2 от НРЦЕЕ.

С писмо с вх. № Е-04-37-17 от 13.06.2019 г. Асоциация свободен енергиен пазар (АСЕП) е представила становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

АСЕП счита за несправедливо наличието на субсидирана от клиентите на свободен пазар регулирана цена, която изкривява пазара и поставя в неизгодна позиция едни клиенти за сметка на други, с аргумента, че социална политика за енергийно бедни потребители трябва да се осъществява от Министерството на труда и социалната политика и не е функция

на националния регулатор.

Според асоциацията разликата от 27% между прогнозната и реално постигната пазарна цена на пазар „ден напред“ за изминалия регулаторен период несправедливо се прехвърля върху пазарните участници чрез по-високи приходи за производителите с договори за премии и по-високи разходи за търговци и крайни потребители, без тези изкривявания да бъдат коригирани или компенсирани в следващите ценови периоди. С оглед на горното настоява КЕВР да взема своевременно коригиращи решения при съществена промяна на пазарни фактори, защото всяка разлика между прогнозни и пазарни стойности се поема от пазарните участници и рефлектира в дисбаланси.

АСЕП намира за сериозен пропуск липсата на яснота как ще се осигури почти сигурно очертаваният се дефицит на електрическа енергия за регулиран пазар, най-вече в зимните месеци, с оглед отчетения недостиг за изтичащия регулаторен период и твърде консервативната прогноза на Комисията за предстоящия такъв. Отбелязва, че без наличието на релевантно решение на регулатора за увеличаване на количествата за обществена доставка, ФСЕС не би следвало да компенсира допълнително направени разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, надхвърлящи предвидените в действащото ценово решение в размер на 76,99 лв./MWh, като по изчисления на АСЕП чрез събраните от Фонда приходи НЕК ЕАД е платило на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД допълнителни 61,06 лв./MWh над признатата от КЕВР цена или обща сума от 129,66 лв./MWh. В тази връзка счита, че това действие противоречи и на изискването на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ от ЗЕ, според който Комисията не определя разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период. С оглед изложеното препоръчва КЕВР да проявява гъвкавост и да използва законоустановените си правомощия за прехвърляне на количества между регулиран и свободен пазар чрез промяна на квоти, посредством коригиращи решения по време на ценовия период.

КЕВР приема възраженията на АСЕП за неоснователни. Съществуването на регулиран пазар е регламентирано в ЗЕ, съответно Комисията е длъжна да утвърди предвидените в този закон цени. По отношение на количествата за обществена доставка, при определянето на техния размер за предстоящия регулаторен период, Комисията отчита информацията, подадена от крайните снабдители и обществения доставчик. Въпреки че е изразило притеснения относно недостиг на енергия на регулирания пазар, НЕК ЕАД не е представило актуализирана прогноза. С писмо с изх. № Е-13-01-36 от 19.06.2019 г. такава е изисквана от крайните снабдители, но те запазват общото количество за периода, като коригират единствено помесечното разпределение.

По отношение на възраженията, касаещи „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, следва да се има предвид, че на дружеството не е определена по реда на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия, която да бъде изкупувана от обществения доставчик. Във връзка с „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД са отчетени наложените му на основание чл. 70, ал. 1 от ЗЕ допълнителни задължения за обслужване на обществото със съответните заповеди на министъра на енергетиката. Според чл. 70, ал. 4 от ЗЕ извършените в тази връзка от енергийните предприятия допълнителни разходи се признават като разходи по чл. 35 от ЗЕ.

С писма с вх. № Е-04-05-5 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-04-05-5 от 20.06.2019 г. Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори (БФИЕК) е представила становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Според БФИЕК сделките за технологични загуби трябва да се реализират единствено при свободно договорени цени, без компенсаторен механизъм, който изкривява ценовите нива на пазар „ден напред“ на БНЕБ ЕАД чрез възстановяване на разликата в цената на технологичните загуби в следващия ценови период.

БФИЕК посочва, че битовите потребители на регулиран пазар продължават да бъдат кроссусубсидирани и изолирани от тежестта на емисиите CO<sub>2</sub>, не само чрез крайната цена на електрическата енергията за регулиран пазар, но и посредством индивидуалната цена на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, определена в размер на 53,90 лв./MWh за регулиран пазар, при

последно реализирани среднопретеглени цени на търговете на свободен пазар от 97,00 лв./MWh или с близо 80% по-високи.

Федерацията обръща внимание на необходимостта от правилно разпределение на производствените мощности за регулиран пазар от общественя доставчик. Обратното води до отнемане на количества електрическа енергия от свободен пазар, поради недостиг на регулирания пазар, което рефлектира в скокообразен ръст на ценовите нива на пазар „ден напред“, съответно на пределните цени на балансиращата енергия за регулиране нагоре. Цената за регулиране надолу пък е занижена до 0,00 лв./MWh, противно на логиката за осигуряване на минимален излишък в електроенергийната система. С оглед описаните пазарни условия остава абсолютно непредвидимо и непрозрачно активирането на мощности студен резерв, които получават цена за произведена нетна електрическа енергия по механизъм, сходен на този за определяне на пределната цена за балансираща енергия.

БФИЕК настоява за по-справедливо разпределение на приходите от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, което да намали по равномерен начин всички компоненти на цената за задължения към обществото и призовава за засилен контрол и приемане на мерки срещу реализиране на надвзет приход от ВЕИ производителите, при постигнатите реални цени на свободния пазар на електрическа енергия.

КЕВР не приема възраженията на БФИЕК. Според действащите норми на чл. 27а и чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи във връзка с цената за пренос на оператора на електропреносната мрежа, съответно на операторите на електроразпределителните мрежи, се коригират с надвзет/недовзет приход по правилата на посочените норми. По отношение на определената регулирана цена на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, следва да се има предвид, че същата следва да е разходоориентирана и не отразява пазарните нива.

С писмо с вх. № Е-04-04-5 от 20.06.2019 г. Омбудсманът на Република България е представил становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Омбудсманът обръща внимание, че информация за насрочена дата за обществено обсъждане на проекта на решение е обявена на интернет страницата на Комисията ден и половина преди провеждането му, което поставя под въпрос възможността на гражданите да се подготвят за дискусиата. Също така към 7 юни не са качени и протоколите от откритото заседание на КЕВР и последвалото закрито, на което би трябвало да се е взело решение за дата на общественото обсъждане – каквато е процедурата съгласно чл. 48 от НРЦЕЕ. Подчертава, че в публикуваните от Комисията заявления липсват изходни данни, което представлява нарушение на изискванията на чл. 15, ал. 2 от ЗЕ и възпрепятства възможността гражданите да формират собствено мнение и да преценят дали КЕВР ще утвърди икономически обосновани цени.

Отбелязва несъответствието по отношение определянето на цената на електрическата енергия на „Ей И Ес –ЗС Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД – за изтичащия регулаторен период същата е равна на прогнозната годишна пазарна цена за базов товар, докато за предстоящия период е остойностена съгласно раздел IIIа от НРЦЕЕ.

Изразява несъгласие с липсата на каквато и да е оценка и корекция на необходимите приходи на електроразпределителните дружества въз основа на показателите за качество на енергията и обслужването, въпреки постъпилния огромен брой жалби от клиенти, и не приема обяснението, че няма отклонение от целевите показатели, тъй като на практика актуални такива не са посочени от КЕВР.

Счита, че информацията в доклада относно извършената корекция в резултат на изпълнени и отчетени инвестиции е крайно недостатъчна, за да може да се състави мнение, каква е разликата между прогнозните и реално отчетени инвестиции.

Според омбудсмана не става ясно защо по отношение на приложения инфлационен индекс от 2,8% като референтен период е взета 2018 г., след като ценовият период включва периода от м.юли 2018 г. до края на м.юни 2019 г.

Предвид изложеното не намира икономическо обяснение за увеличение на цените на електрическата енергия и счита за необходимо процедурата да започне отначало, при

спазване на законовите изисквания, на принципа – цените на енергийните предприятия да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им (чл. 31, т. 2 от ЗЕ), като решението на регулатора бъде взето при условията на пълна прозрачност и публичност на работата (чл. 10, ал. 3 от ЗЕ).

Комисията счита възраженията на омбудсмана за неоснователни. Възражението, касаещо публикуването от Комисията заявления без изходни данни, е неоснователно по аналогични аргументи, изложени по-горе в мотивите на това решение във връзка с разпоредбата на чл. 15 от ЗЕ по отношение на публикуването на заявление с вх. № Е-13-41-52 от 21.05.2019 г. на ЕСО ЕАД. Доводи за определената цена на електрическата енергия на „Ей И Ес –ЗС Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД са изложени по-долу в т. IV, подт. 1.1. от мотивите на решението. През предходния регулаторен период, като прогнозна пазарна цена е използвана цена от 70,00 лв./MWh по предложение на обществения доставчик. Симулацията на участието на „Ей И Ес –ЗС Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД на пазара „ден напред“ през 2017 г. показва минимални отклонения от постигнатата цена за базов товар, поради по-високото натоварване на централите и по-ниската волатилност на цените през този период. През 2018 г. обаче отклоненията са съществени, което, както е аргументирано по-долу в решението, следва да се отчете от Комисията.

Не е извършвана корекция с показатели въз основа на изпълнението, тъй като от представените от електроразпределителните дружества данни за показателите за качество на енергията и показателите за качество на обслужването не се установяват отклонения от целевите стойности, които могат да бъдат приети за допустими. Следва да се отбележи, обаче, че анализът на административните производства, образувани по жалби на потребители на електрическа енергия през 2018 г. срещу лицензирани от КЕВР дружества, показва, че се наблюдава нарастване на оплакванията от лошо качество – ниско напрежение и чести изключения на доставяната електрическа енергия от клиенти на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – два пъти повече в сравнение с другите дружества, взети заедно. При извършените проверки през 2018 г. се констатира основателност на много голяма част от подадените жалби и сигнали. На съответните дружества Комисията е дала задължителни указания и срокове за отстраняване на проблемите и предприемане на мерки, които да доведат до привеждане на качеството в съответствие с изискванията на стандарта. В тази връзка Комисията е заложила планови проверки на трите електроразпределителни дружества относно качеството на доставяната електрическа енергия за есента на 2019 г., както и работи по нов механизъм за индивидуално компенсиране на клиентите, при установяване на отклонения от стандарта, тъй като е справедливо да се обезщетяват само засегнатите потребители, а не всички, в т.ч. и тези, при които не се наблюдава влошено качество.

По отношение на приложения инфлационен индекс Комисията счита, че предвид обстоятелството, че за първата година на петия регулаторен период на електроразпределителните дружества са утвърдени експлоатационни и административни разходи в съответствие с отчетените такива през базисната година (календарната 2017 г.), за следващия ценови период от регулаторния период, с оглед последователност на действията на регулатора, тези разходи следва да се индексират с отчетената инфлация за 2018 г. в размер на 2,8%. Към настоящия момент Националният статистически институт не е публикувал данни за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., а за последния 12-месечен период, за който са налични такива (01.06.2018 г. – 30.05.2019 г.), инфлационният индекс е в размер на 3,5%.

С писмо с вх. № Е-04-00-37 от 14.06.2019 г. Движение за национално единство и спасение (ДНЕС) е представило становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

ДНЕС счита за укоримо публикуването от страна на КЕВР на заявленията за цени на енергийните предприятия със заличени изходни данни. Възражява срещу повишението на цените с фактора инфлация, като посочва, че той е неприложим по отношение водата за ВЕЦ, слънцето за ФЕЦ, вятъра за ВяЕЦ, ядреното гориво за АЕЦ и др. Движението не приема

прилагания от КЕВР метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, като изтъква, че единственият, световно признат метод, е калкулативният. Изразява несъгласие и с въведените след 2007 г. различни добавки към цената на електрическата енергия (за снабдяване, разпределение, пренос и достъп през/до електропреносната и електроразпределителните мрежи, зелена енергия, ВЕКП, невъзстановяеми разходи, задължения към обществото и балансиране), като в тази връзка излага подробно мотиви в становището си. Счита за нарушение на чл. 37а и 37б от НРЦЕЕ определената в размер на 98,08 лв./MWh цена на електрическата енергия на „Ей И Ес –ЗС Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД, още повече че през предходния регулаторен период същата е била равна на прогнозната годишна пазарна цена за базов товар. Намира за несправедливо по отношение на крайните клиенти заплащането на значителни суми за неизползван и/или неизползваем студен резерв, като например предоставяния от „ТЕЦ Варна“ ЕАД. Според ДНЕС „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е заявило намаление на количеството брутно произведена електрическа енергия със 305 962 MWh и на максималната работна мощност на ЯЕБ № 6 с 46 MW за да повиши цената, по която ще продава електрическа енергия на регулирания пазар.

В заключение сдружението предлага цените на електрическата енергия за регулиран пазар да не се повишават от 01.07.2019 г. поради липса на обективни основания.

Комисията не приема възраженията на ДНЕС за основателни. Възражението, касаещо публикуването от Комисията заявления без изходни данни, е неоснователно по аналогични аргументи, изложени по-горе в мотивите на това решение във връзка с разпоредбата на чл. 15 от ЗЕ по отношение на публикуването на заявление с вх. № Е-13-41-52 от 21.05.2019 г. на ЕСО ЕАД, както и по другите сходни възражения. Следва да се има предвид, че по своята същност всички методи, посредством които се осъществява ценовото регулиране, съдържат принципите на предложения от ДНЕС „калкулативен“ метод, който обаче не отразява спецификите на регулираните дружества. Освен да покриват икономически обосноваваните разходи, цените същевременно следва да осигуряват и икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала – чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Според чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсация на разходите по чл. 34 и чл. 35 от същия закон, а именно: невъзстановяеми разходи, каквито са произтичащите от извършени инвестиции и/или сключени сделки до влизането в сила на ЗЕ от енергийните предприятия, които не могат да бъдат възстановени в резултат на създаване на конкурентен електроенергиен пазар, както и разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, каквито са произтичащите от задълженията за изкупуване на енергия по преференциални цени. Аргументи по отношение определената цена на електрическата енергия на „Ей И Ес –ЗС Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД са изложени по-долу в т. IV, подт. 1.1., както и по-горе в мотивите на решението.

Повишението на цените е съпоставимо с отчетената инфлация за предходния 12-месечен период, но то се дължи на различни фактори, като повишаване на пазарните цени, повишение на цените за закупени CO<sub>2</sub> квоти от производителите и съответно повишаване на техните разходи и др.

По отношение на утвърдената цена на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, следва да се има предвид, че тя е намалена в сравнение с предходния регулаторен период. Относно твърдението, че е несправедливо по отношение на крайните клиенти заплащането на значителни суми за неизползван и/или неизползваем студен резерв, като например предоставяния от „ТЕЦ Варна“ ЕАД, следва да се отбележи, че Комисията единствено остойностява разходите на оператора за студен резерв, който е определен със заповед № Е-РД-16-173 от 27.03.2019 г. на министъра на енергетиката, а участниците, които го предоставят, се определят чрез тръжна процедура, организирана от ЕСО ЕАД.

С писмо с вх. № Е-11Г-00-11 от 14.06.2019 г. Георги Котев и Стефан Стойков са представили становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Котев и Стойков посочват, че в публикуваните от Комисията заявления на енергийните предприятия липсват изходни данни, което представлява нарушение на изискванията на чл. 15, ал. 2 от ЗЕ. По-специално внимание обръщат на липсата на данни в Справка № 5 към заявлението за цени на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за постигнатата от дружеството цена за 2018 г. На база собствени изчисления на тази цена твърдят, че определената на централата квота от 3 000 000 MWh може да бъде продадена на обществения доставчик на цена 0,00 лв./MWh, без това по никакъв начин да накърни финансовата стабилност и интересите на предприятието, тъй като същото ще си осигури достатъчно приходи и печалба от участие на свободен пазар с останалите 12 000 000 MWh от производството си.

Комисията приема горните възражения за неоснователни. Възражението, касаещо публикуваните от Комисията заявления без изходни данни, е неоснователно по аналогични аргументи, изложени по-горе в мотивите на това решение във връзка с разпоредбата на чл. 15 от ЗЕ по отношение на публикуването на заявление с вх. № Е-13-41-52 от 21.05.2019 г. на ЕСО ЕАД, както и по другите сходни възражения. Предложението „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД да продаде 3 000 000 MWh на обществения доставчик на цена 0,00 лв./MWh противоречи на чл. 31, т. 6 от ЗЕ, тъй като води до кръстосано субсидиране между клиенти на регулиран и клиенти на свободен пазар. Освен горното следва да се отбележи, че регулираните цени, утвърждавани на производителите на електрическа енергия, следва да са разходоориентирани и не могат да са в размер на 0,00 лв./MWh.

С писмо с вх. № Е-11С-00-25 от 18.06.2019 г. Стоян Грозданов, Венцислав Митовски, Захари Генев и Стефан Сталев са представили становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Горните лица обръщат внимание, че в условията на монопол на електроразпределителните дружества се гарантира норма на възвръщаемост от 7%, предвид което предлагат същата да се изравни с тази на държавните дружества НЕК ЕАД, ЕСО ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, която е значително по-ниска.

Комисията приема възраженията за неоснователни. Подробни изчисления на пазарната стойност на нормата на възвръщаемост са изложени в Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., която съгласно приложимия метод за регулиране се определя за целия 3-годишен регулаторен период. По време на регулаторния период на електроразпределителните дружества Комисията следва да извършва единствено корекциите, предвидени в Глава трета от НРЦЕЕ.

С писмо с вх. № Е-11Ц-00-3 от 10.06.2019 г. Цветанка Цанева е представила становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Цанева посочва, че в публикуваните от Комисията заявления на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и „ЧЕЗ Електро България“ АД липсват изходни данни, което представлява нарушение не само на изискванията на чл. 15, ал. 2 от ЗЕ, но и на чл. 10, ал. 3 от ЗЕ, тъй като няма публичност и прозрачност в дейността на КЕВР. Отбелязва, че в доклада КЕВР прилага „общ подход“, но не е цитирано, с кое решение на регулатора е одобрен „общия подход“. Счита, че инфлационният индекс е определен неправилно в размер на 2,8%, а не на 2,6%, тъй като за референтен период е използвана календарната 2018 г., а не ценовият период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. Изразява несъгласие с извършената корекция на необходимите годишни приходи на дружествата с разликата между прогнозни и отчетни данни за инвестициите за 2018 г., защото цените се определят за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. и е нормално да се отчете изпълнението на инвестициите за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., а не за цялата 2018 г., както е посочено в доклада. Възразява срещу липсата на обосновка по отношение на остойностената в размер на 98,08 лв./MWh цена на електрическата енергия на „Ей И Ес –ЗС Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД поради неприложимост на раздел IIIа от НРЦЕЕ, като в тази връзка предлага цената на тези две дружества да бъде прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г., както е било през предходния регулаторен период.



Комисията приема горните възражения за неоснователни. Възражението, касаещо публикуването от Комисията заявления без изходни данни, е неоснователно по аналогични аргументи, изложени по-горе в мотивите на това решение във връзка с разпоредбата на чл. 15 от ЗЕ по отношение на публикуването на заявление с вх. № Е-13-41-52 от 21.05.2019 г. на ЕСО ЕАД, както и по другите сходни възражения.. Възприетият от КЕВР общ подход отразява разпоредбите на Глава трета от НРЦЕЕ и създава равнопоставеност между електроразпределителните дружества. Аргументи по отношение определената цена на електрическата енергия на „Ей И Ес –ЗС Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД са изложени по-долу в т. IV, подт. 1.1. и по-горе в мотивите на решението. Следва да се отбележи, че периодът, за който Цветанка Цанева счита, че трябва да се приложи инфлационен индекс от 2,6%, не е правилно определен, тъй като не е 12-месечен, а 10-месечен и особено в период на ръст на икономиката е нормално инфлацията да е по-ниска за 10-месечен отколкото за 12-месечен период. Както е посочено по-горе, Комисията счита, че предвид обстоятелството, че за първата година на петия регулаторен период на електроразпределителните дружества са утвърдени експлоатационни и административни разходи в съответствие с отчетените такива през базисната година (календарната 2017 г.), за следващия ценови период от регулаторния период, с оглед последователност на действията на регулатора, тези разходи следва да се индексират с отчетената инфлация за 2018 г. в размер на 2,8%. Към настоящия момент Националният статистически институт не е публикувал данни за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., а за последния 12-месечен период, за който са налични такива (01.06.2018 г. – 30.05.2019 г.) инфлационният индекс е в размер на 3,5%. Идентичен подход е използван по отношение на инвестициите. В Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., а и въобще в практиката си до момента, Комисията, с оглед по-надеждна отчетност (възможност за засичане с годишните финансови отчети), утвърждава инвестиции на електроразпределителните дружества за календарна година.

## **I. Прогнозна пазарна цена за регулаторния/ценовия период**

За целите на определянето на 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. 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.

За определяне на средногодишна пазарна цена за базов товар е извършен анализ на дългосрочните продукти, търгувани на платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) и цените за форуърдни продукти на румънската борса OPCOM<sup>1</sup> и

---

<sup>1</sup> <https://www.opcom.ro>

унгарската борса HUPX<sup>2</sup>, с отразени резултатите от годишните търгове за преносни способности (капацитети) на границите с Румъния и Сърбия.

Поради факта, че преобладаващата част от годишните договори за покупка/продажба на електрическа енергия се сключват за период на доставка една календарна година (т.е. от 01.01. до 31.12.), към настоящия момент не са налице данни, въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. През месеците декември 2018 г. и януари 2019 г. на тази платформа са реализирани около 500 MW за календарната 2019 г. от АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, но периодите на доставка варират между 01.01.2019 г., 01.02.2019 г., 01.03.2019 г. до 31.12.2019 г. с прекъсване от 01.05.2019 г. и 11.06.2019 г. по време на плановия годишен ремонт на централата. Постигнатите среднопретеглени цени са в диапазона 93 – 97 лв./MWh. Следва да се има предвид, че тези ценови нива се постигнаха в период на екстремно високи цени на пазара „ден напред“, липса на предлагане на дългосрочни продукти от страна на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, ограничени водни запаси, очаквания за студена зима и прогнози за достигане на цените на въглеродните емисии до нива около 40 €/тон през 2019 г., което предопредели очаквания за по-високи цени от пазарните участници.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена е необходимо да се вземат предвид цените на фючърските сделки на HUEDX<sup>3</sup> и унгарските фючърси на EEX<sup>4</sup> (European Energy Exchange), които достигат нива от около 58 – 59 €/MWh, като за четвъртото тримесечие на 2018 г. и първото на 2019 г. превишават 60 €/MWh. Постигнатите на българската борса цени отчитат нивата на фючърските сделки на унгарската борса, която представлява най-скъпият регионален пазар, намалени с около 9-10 €/MWh, които включват разходи за капацитети<sup>5</sup> и печалба.

Основните причини за този скок са икономическият ръст в Европейския съюз, водещ до повишено търсене на електрическа енергия и оповестеното от президента на Съединените американски щати оттегляне на държавата от международното споразумение с Иран. Последното доведе до ръст в цените на фючърсите на петрола към ново най-високо ниво от ноември 2014-та година насам, което естествено се прехвърля и върху котировките на природния газ и електрическата енергия. Високите цени на емисиите CO<sub>2</sub> също влияят на цените на електрическата енергия на EEX, особено в месеците с по-високо търсене, когато производството от централи, различни от въглищните, не покрива потреблението.

Следва да се отбележи обаче, че въпреки наблюдавания ръст на цените на електрическата енергия на европейските борси, определящ фактор за нивата на регионалните цени до голяма степен са особеностите на климата в региона. В тази връзка и предвид отдалечеността във времето на периода, за който се изготвя прогнозата, не е възможно да се прогнозира с голяма точност, поради огромното влияние на климата върху цените на електрическата енергия. Например, прохладно лято ще доведе до корекция надолу на цената за трето тримесечие, а оттам и на годишната, времето през зимата, което към настоящия момент е невъзможно да се прогнозира, оказва най-голямо влияние върху средната годишна цена, а дъждовна пролет, съчетана със снеготопене, обикновено води до много ниски цени през второ тримесечие, които също значително повлияват на среднопретеглената цена за годината.

Освен климатичните особености до голяма степен върху цените влияе и управлението на мощностите в електроенергийната система, като ефективното използване на водния ресурс, управлението на излишъците, възможностите за внос и износ в „рамките на деня“ и др.

В тази връзка е целесъобразно при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се подходи по-консервативно, като се използват по-ниските нива на фючърските

<sup>2</sup> <https://www.hupx.hu>

<sup>3</sup> <https://hudex.hu>

<sup>4</sup> <http://www.eex.com>

<sup>5</sup> <http://www.jao.eu/marketdata/yearlyauctions>

сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „ден напред“ и включват в себе си определен процент рискова премия.

При изготвянето на прогнозата са отчетени и следните обстоятелства, които биха могли да повлияят на пазарната цена в посока надолу:

– На пазара за следващия ценови/регулаторен период ще се предлагат допълнителни количества електрическа енергия, произведена от ВЕИ. Анализът на ценовите нива през месеците, които се характеризират с по-високи количества предлагана електрическа енергия от слънчева енергия, показва, че тогава цената на пиковата енергия се понижава значително, което води до намаление на цените за базов товар;

– Излизането на голямо количество електрическа енергия от ВЕИ на пазара ще доведе до големи излишъци в определени часове. Например, високо производство на фотоволтаични централи през следобедните часове, съчетано с невъзможност от спиране на конвенционалните централи поради нуждата на оператора от мощности за посрещане на вечерния пик или високо производство на вятърните централи през нощта, когато товарите са ниски;

– Ценовите очаквания на пазарните участници, закупили електрическа енергия за 2019 г., не се оправдаха за първите две тримесечия на годината, като средната пазарна цена за базов товар е под 89 лв./MWh, въпреки че през отделни периоди на първата половина на годината цените на българския борсов пазар достигнаха стойности, значително надхвърлящи постигнатите на регионалните борси;

– Възможност за износ към традиционно по-евтиния от унгарския, румънски пазар на електрическа енергия, който поради възможностите за транзит през България оказва влияние върху гръцкия и турския пазар;

– Плановете за създаване на борсов оператор и стартиране на пазар „ден напред“ и „в рамките на деня“, вместо досегашния „пул“, опериран от преносния оператор IPTO S.A. в гръцката пазарна зона до края на 2019 г. Това е възможно да доведе до увеличаване на спреда пик-офпик на гръцкия пазар и да редуцира цената за офпик на българската борса, тъй като в момента се изнася голямо количество електрическа енергия към Гърция в нощните часове поради по-високите цени.

**Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. е определена в размер на 89,00 лв./MWh.**

Съгласно чл. 37б, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група по ал. 2 на пазара ден напред за предходната календарна година. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи е обосновано да бъдат използвани предоставените с писма с вх. № Е-13-41-15 от 15.02.2019 г. и вх. № Е-13-41-18 от 05.03.2019 г. от ЕСО ЕАД данни за периода 01.01.2018 г. – 31.12.2018 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдителите, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2018 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 2018 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2018 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна средногодишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент, съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	80,17 лв./MWh
3	Групов коефициент Kt (p.2/p.1)	1,02751
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>91,45 лв./MWh</b>

2. Оператори на електроразпределителни мрежи:

Извършена е симулация на участието на „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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	81,39 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (p.2/p.1)	1,04324
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>92,85 лв./MWh</b>

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

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД (чрез ТЕЦ „София Изток“), „Топлофикация Русе“ 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 – Разград“ АД, „Топлофикация – ВТ“ АД и „Топлофикация – Враца“ ЕАД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	79,32 лв./MWh
3	Групов коефициент Kc (p.2/p.1)	1,01671
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>90,49 лв./MWh</b>

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“), „Аква Пауър Си Еф Карад Пи Ви Парк“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово) и „РЕС Технолъджи“ 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) и „Уинд Форс БГ“ ЕООД (ФЕЦ Чобанка) 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	84,46 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (р.2/р.1)	1,08261
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>96,35 лв./MWh</b>

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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	73,77 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (р.2/р.1)	0,94551
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>84,15 лв./MWh</b>

6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	73,07 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (р.2/р.1)	0,93659
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>83,36 лв./MWh</b>

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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	77,03 лв./MWh
3	Групов коефициент Kb (р.2/р.1)	0,98734
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>87,87 лв./MWh</b>

**Въз основа на извършените анализи и симулации за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ, § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г.) и § 34, ал. 2 от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.) прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., съответно за електропреносния оператор, електроразпределителните оператори и групите производители е, както следва:**

- 1. Независим преносен оператор – 91,45 лв./MWh;**
- 2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 92,85 лв./MWh;**

3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 90,49 лв./MWh;
4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 96,35 лв./MWh;
5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 84,15 лв./MWh;
6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 83,36 лв./MWh;
7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 87,87 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-14-24-6 от 02.04.2019 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление с вх. № Е-13-12-5 от 29.03.2019 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-5 от 01.04.2019 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и заявление с вх. № Е-13-01-22 от 29.03.2019 г. от НЕК ЕАД относно водноелектрическите централи (ВЕЦ), 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 – § 2, т. 3 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г. 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-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 54,00 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 802 575 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 863 224 MWh.

Със заявление с вх. № Е-14-24-6 от 02.04.2019 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия – 55,45 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 204 341 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 113 380 хил. лв.; консумативи – 2 186 хил. лв.; други променливи разходи – 1 625 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 1 600 хил. лв.; вноски за фонд „РАО“ и за фонд „ИЕ ЯС“ – 87 150 хил. лв.;

- Условно-постоянни разходи – 561 167 хил. лв., в т.ч.: разходи за заплати – 127 815 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 35 565 хил. лв.; социални разходи – 23 656 хил. лв.; разходи за амортизации – 169 784 хил. лв.; разходи за ремонт – 74 788 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 129 558 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 64 490 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 14 969 746 MWh;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 15 819 319 MW\*h.

Ценообразуващите елементи са определени от дружеството при следните допускания:

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

- цената на електрическата енергия е еднокомпонентна – пълна цена за производство, поради това че „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД при текущите пазарни условия доставя само нетна активна енергия, тъй като е типичен базов производител, чиито проектни характеристики не позволяват предоставяне на разполагаемост за студен резерв и/или допълнителни услуги;

- цената на електрическата енергия осигурява икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала от 2,88%, отчитаща завишените инвестиционни разходи на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за периода 2018 г. – 2019 г., свързани с изпълнение на декларираните като държавен приоритет проекти за продължаване срока и дългосрочна експлоатация на 5-ти и 6-ти блок, както и за повишаване на проектната им мощност до 104%;

- 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 обективни фактори: проектни характеристики на производствените мощности, вкл. работата на блок 6 на 104%, с отчитане на въздействието на характерните за площадката климатични условия върху изходната електрическа мощност; проектни, лицензионни и нормативни изисквания за осигуряване на безопасността на ядрените съоръжения; оптимално натоварване на производствените мощности с отчитане на спецификата на експлоатация на ядрените енергийни блокове: работа в базов режим (постоянен месечен товар за целия период на планирана разполагаемост); работа в режим на мощностен ефект в края на горивната кампания преди спиране за планов годишен ремонт; допустими скорости на изменение на товара при планови преходни режими; продължителност на планираните престои съгласно критичните линии за изпълнение на планирания обем дейности при спрян блок (годишен ремонт, техническо обслужване, специализиран контрол и диагностика, презареждане, реконструкции и други, съгласно утвърдени ремонтна програма, инвестиционна програма, програмите за повишаване на безопасността, за удължаване на ресурса, за повишаване на изходната мощност); допустима непланова неготовност съгласно тенденциите в експлоатацията на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 1% (световна тенденция за АЕЦ в експлоатация – 3%); размерът на СН на централата се предопределя от мощността на проектно инсталираното оборудване на площадката на АЕЦ Козлодуй, режимите на експлоатация и характерните условия на околната среда; показателите за топлинна икономичност (специфичен разход на топлина и специфичен разход на условно гориво) на ядрените енергийни блокове са определени с отчитане на спецификата на електропроизводството от ядрено гориво;

- 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 топлоенергия;

- прогнозният размер на средствата за работни заплати и осигурителни вноски е завишен с 5% спрямо отчетения за 2018 г., а социалните разходи са в размер на 23 656 хил. лв.;
- разходите за амортизации са намалени с 21 088 хил. лв. спрямо отчетените през 2018 г. в резултат на преразглеждане полезния живот на активите и остатъчната им стойност.;
- обемът на дейностите за техническо обслужване и ремонт (ТОиР) през 2018 г., предходния и предстоящия регулаторен период, са съобразени с изискуемата периодичност, вид и обхват на дефектовката, ТОиР съгласно дългосрочния перспективен ремонтен график. Предвидените средства за ремонт за регулаторния период са на стойност 74 788 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, като са завишени с 28 508 хил. лв. спрямо отчетените през 2018 г., основно в резултат на подновяване извозването на отработено ядрено гориво (ОЯГ) за съхранение и преработка в Руската федерация;
- ядреното гориво е на стойност 113 380 хил. лв., като разходите за осигуряването му не са обвързани с 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 атомната централа е горивната компонента, отразяваща разходите за свежо ядрено гориво за производството на единица електрическа енергия;
- регулаторната база на активите (РБА) е определена на база на стойността на активите към 31.12.2018 г., пряко свързани с дейността „производство на електрическа енергия“ и е в размер на 2 242 464 хил. лв. Необходимият оборотен капитал, като част от РБА, 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% и среднопретеглена НВ на привлечения капитал – 2,81%.

## **1.2. Становище на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД по доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

С писма с вх. № Е-14-24-7 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-14-24-9 от 11.06.2019 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е представило становището си по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Дружеството възразява срещу определената прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия, предназначена за покриване потреблението на регулиран пазар, със следните основни аргументи:

- Освен задължението към регулиран пазар, дружествата в състава на групата на „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД) са обвързани и с изпълнение на поет ангажимент към Европейската комисия (ЕК) във връзка с делото „БЕХ Електричество“. Следва да се има предвид, че товарите за пазар „ден напред“ през петата година нарастват на почти 1 000 MW;
- Към момента на определяне на прогнозните месечни квоти липсва утвърден график за работа на производствените мощности за следващата календарна година, респективно за продължителността на ремонтната кампания, което влияние върху разполагаемия капацитет на централите и точността на планиране;
- Липсва информация от страна на КЕВР за реално сключените сделки от квотните централи на организиран борсов пазар;
- Силната зависимост на потреблението на крайния клиент, съответно заявката на крайния снабдител, от климатичните фактори.



Обръща внимание, че за базова централа с голяма единична мощност на производствените единици поетапно предлагане и запълване на свободните обеми е повече от задължително. В тази връзка не счита за обосновано твърдението на работната група към КЕВР, че „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД не може да изпълни задълженията си за регулиран пазар, поради факта, че вече е реализирала 900 MW на свободен пазар, с мотива, че към момента на провеждане на процедурите липсва информация за последните, влезли в сила промени в ЗЕ относно определянето на „прогнозна месечна разполагаемост“ за квотните централи, за излизането на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД от енергийния микс, респективно за увеличаване на количествата от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, противно на тенденцията за постепенното им намаляване през предходните няколко регулаторни периода. Посочва, че при организиране на свободните продажби, доставките за регулиран пазар са планирани на база отчетни данни от предходни периоди, като по време на провеждане на ПГР на ЯЕБ обичайно количествата се редуцират до минимум. Напомня също, че дългосрочното предлагане от дружествата в състава на БЕХ в края на миналата и началото на тази година, благодарение на което беше овладяно социалното напрежение, е по настояване на пазара/индустрията в България. Намира за несериозно да се очаква от дружеството да резервира целия си разполагаем капацитет и да изчаква 01 юли, когато реално се оповестява решението на КЕВР, отчитайки като минимум изискванията за работа на всеки един от борсовите сегменти, сроковете за търговия на дългосрочни продукти, каквито може да предлага атомна централа, процедурите по известяване и регистриране на търговски графици и не на последно място – техническите характеристики на производствените мощности. Счита за повече от наложително Комисията да прекрати практиката си, налагана с години, за разминаване на календарна година и регулаторен период, което създава допълнителна несигурност и пазарни изкривявания.

Производителят посочва, че с оглед твърденията на НЕК ЕАД за липса на водни ресурси и състоянието на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, още от м. април 2019 г. основната част от ангажимента към ЕК се поема от атомната централа, като се очаква тази тенденция да продължи до края на годината. От друга страна, в отговор на възраженията от страна на индустрията в България за липса на дългосрочно предлагане, „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД организира множество търгове, в резултат на които има реално сключени борсови сделки, като от определените прогнозни месечни квоти за второ полугодие на 2019 г. е видно, че Комисията не е съобразила тези обстоятелства, което води до недостиг на електрическа енергия в някои от месеците.

Друг съществен момент, по отношение на който дружеството изразява несъгласие, е изключителната динамика в товарите през зимните месеци. Според него силно неравномерното помесечно разпределение на квотата ще окаже негативно влияние не само на работата на производствените мощности, които са единствената база в общия микс, но и на финансовия резултат на дружеството и предлагането му на ЦПДД.

„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД не счита за справедливо и обосновано изцяло базов производител да бъде лишен от свободна енергия в зимния период, а в критичния, когато има благоприятни условия за усилена работа на ВИ, да се конкурира с производства, ползващи преференции, като твърди, че неминуемо в тази ситуация рискът от разтоварване на ядрени мощности и от работата им в неефективен режим е напълно реален.

На основание изложеното дружеството настоява КЕВР да преразгледа определените в доклада прогнозни месечни квоти и да подходи справедливо и равнопоставено към всички централи, участващи във формирането на енергийния микс за регулиран пазар, отчитайки спецификата на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД.

Комисията приема възражението на дружеството за частично основателно, като са извършени корекции на помесечните стойности на разполагаемостта, която „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД следва да предостави на обществения доставчик, отразени в т. III на настоящото решение.

### **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 ремонт са коригирани до отчетените през 2018 г. нива, от 74 788 хил. лв. на 59 257 хил. лв. През последните няколко години се забелязва трайна тенденция дружеството да не изпълнява в пълен обем ремонтната си програма, за сравнение през предходния регулаторен период регулаторът е включил в цените на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД разходи за ремонт в размер на 76 715 хил. лв., докато последното отчита такива от 59 257 хил. лв.;

– Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са коригирани от 129 558 хил. лв. на 121 903 хил. лв., тъй като разходите за горива, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, пощенски разходи, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, почистване и озеленяване на площадката, такси, лицензии и разрешения и медицинско обслужване са признати на ниво отчет през 2018 г.

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	14 969 746	14 969 746
2	Променливи разходи	хил.лв.	204 341	204 341
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	561 167	537 980
4	Възвръщаемост	хил.лв.	64 490	64 490
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	829 998	806 812
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	55,45	53,90

**Предвид гореизложеното, цената за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изчислена в размер на 53,90 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 806 812 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 969 746 MWh.**

## **2. „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД**

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за производство на електрическата енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, утвърдена с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР, е в размер на 70,05 лв./MWh, без ДДС.

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

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-22 от 29.03.2019 г. за утвърждаване на цени, дружеството е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 71,06 лв./MWh, без ДДС, която е формирана при следните условия:

– Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. от 3 295 444 MWh, изчислено съгласно чл. 19, ал. 3 от НРЦЕЕ като средногодишното производство за последния 11-годишен период;

– Условно-постоянните разходи са прогнозирани на базата на отчета за 2018 г., като е предвидено увеличение на елементите, върху които има влияние инфлацията;

– Дружеството обосновава прогнозираните по-високи с 2 457 хил. лв. разходи за ремонт за следващия регулаторен период с необходимостта от гарантиране безопасността и сигурността на съоръженията;

– Разходите за персонал са увеличени с 5% за следващата година;

– Разходите за безплатна храна са увеличени спрямо отчета за 2018 г., тъй като са обвързани с минималната работна заплата за 2019 г.;

- Разходите за амортизации са на нивото на отчета за базовата година;
- Останалите условно-постоянни разходи, пряко свързани с дейността по лицензията, са увеличени също с прогнозната инфлация;
- разходите за услугата водоподаване са увеличени спрямо базовата година с прогнозната инфлация от 2,75%, като в стойностно изражение увеличението е 1 427 хил. лв.;
- НЕК ЕАД включва в цената на ВЕЦ и разходи за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 10 733 хил. лв. Дружеството аргументира тези разходи с факта, че в условията на балансиращ пазар НЕК ЕАД, като обществен доставчик и координатор на виртуална балансираща група, е длъжен да подава към ЕСО ЕАД балансиран график на покупките и продажбите в Д-1, т.е. в деня на търговската сделка. Заявките за потребление на крайните снабдители имат силно модулиран профил. Според НЕК ЕАД е необходимо използването на ПАВЕЦ в помпен режим в часовете с минимални товари за недопускане на делегиран излишък в Д-1;
- Регулаторната база на активите е изчислена съгласно предварителния отчет за 2018 г. Използваната от дружеството норма на възвръщаемост (НВ) е в размер на 5,43%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 5,025% и НВ на собствения капитал от 5,50%.

## **2.2. Становище на НЕК ЕАД по доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ във връзка с цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД.**

С писмо с вх. № Е-13-01-32 от 04.06.2019 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени на електрическата енергия за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. НЕК ЕАД счита, че разходите, които ще възникнат за производителите на електрическа енергия от заплащането на цена за достъп до електропреносната мрежа, са пряко свързани с лицензионната им дейност, което означава, че в съответствие с чл. 11, ал. 1 от НРЦЕЕ КЕВР следва да ги включи в регулираните цени на електрическата енергия.

Комисията приема възражението за неоснователно предвид разпоредбата на чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ.

## **2.3. Ценообразуващи елементи на цена 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 цени и в представения предварителен годишен финансов отчет на дружеството за 2018 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

- Разходите за материали за текущо поддържане и въоръжена охрана са признати на ниво отчет 2018 г.
- Разходите за водоподаване са коригирани до отчетените нива през 2018 г., тъй като към тях не следва да се прилага инфлационен индекс.
- Корекции по предложените стойности на регулаторната база на активите и нормата на възвръщаемост на капитала не са прилагани.

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

<b>№</b>	<b>Технико-икономически показатели</b>	<b>Мярка</b>	<b>Предложени от дружеството</b>	<b>Коригирани стойности</b>
1	Нетна електрическа енергия	MWh	3 295 444	3 295 444
2	Променливи разходи	хил.лв.	69 111	67 684
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	98 736	97 983
4	Възвръщаемост	хил.лв.	66 339	66 339
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	234 186	232 005
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	71,06	70,40

Предвид гореизложеното, цената на НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството, е изчислена в размер на 70,40 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 232 005 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 295 444 MWh.

### 3. „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

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

С Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР на дружеството е утвърдена еднокомпонентна цена за енергия в размер на 76,99 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 619 234 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 8 043 340 MWh.

Със заявление с вх. № Е-13-12-5 от 29.03.2019 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 103,73 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 40,96 лв./MW\*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 147,87 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 775 715 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 258 597 хил. лв., консумативи – 18 539 хил. лв., други променливи разходи – 498 580 хил. лв. (такса услуга водоползване – 210 хил. лв., енергия за производствени нужди – 840 хил. лв., депониране на пепелина – 3 329 хил. лв., разходи за закупени емисии CO<sub>2</sub> – 359 531 хил. лв., разходи за закупени емисии CO<sub>2</sub> от НПИ по референтна цена 8,93 €/тон – 4 905 хил. лв. и разходи за некомпенсирани разходи за емисии квоти CO<sub>2</sub> – 129 765 хил. лв.);
- Нетна електрическа енергия – 7 478 231 MWh;
- Условно-постоянни разходи – 246 941 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 83 155 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 8 059 682 MW\*h.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 7 478 231 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 775 715 хил. лв., като дружеството включва горива за производство: местни въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД, мазут и природен газ, разходи за закупени CO<sub>2</sub> квоти, 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 от „Мини Марица изток“ ЕАД. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 254 267 хил. лв. при запазване на действащата цена от 77,00 лв./тУГ. Разходите за въглища през новия ценови период, спрямо 2018 година, са със 100 638 тона УГ повече поради очакваното по-голямо производство на електроенергия със 149 311 MWh нетна електрическа енергия;

- дружеството предвижда разходи за гориво за разпалване на обща стойност 4 329 хил. лв., които включват разходи за мазут в размер на 2 851 хил. лв. и разходи за природен газ в размер на 1 478 хил. лв. Увеличението на тези разходи през новия регулаторен период се дължи на по-високите цени на мазута, които са залежали в прогнозите, спрямо заложените през предходния регулаторен период. Прогнозите са базирани на установено плавно нарастване на цените на горивата през 2018 г., като съгласно отчетните данни цената

на тон мазут възлиза на 772,2 лв./т. За новия регулаторен период заложената прогнозна цена на мазута на база приложена фактура за доставка е в размер на 851,02 лв./т. Общото количество мазут през новия регулаторен период намалява със 785 т. спрямо отчетения разход през 2018 г. Предвидено е използване на газ при разпалване на блокове 3 и 4 и на блокове 7 и 8. Очакваният разход на природен газ за целия период е около 2 304 х.нм<sup>3</sup> или в парично изражение – 1 478 хил. лв. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база утвърдената цена от регионалния доставчик „Ситигаз България“ ЕАД за промишлени потребители, действаща от 01.01.2019 г. и възлизаща на 641,70 лв./х.нм<sup>3</sup>, с включена цена за пренос и прогнозна цена за достъп през газопреносната мрежа общо в размер на 37,10 лв./1000 х.нм<sup>3</sup> съгласно приложена справка за цени регион „Тракия“;

– при разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за варовик, формирани от количеството варовик 846 597 тона, използвано за сероочистване на димните газове, като подписаните договори за доставка са с действаща цена за тон варовик в размер на 21,00 лв./тон. Планираните разходи за варовик възлизат на 17 779 хил. лв.

В заявлението си дружеството посочва, че „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е включено в Националния план за инвестиции (НПИ) и е очаквало да получи безвъзмездно част от количества квоти за емисии на парникови газове – общо 15 727 524 тона за периода 2013 г. – 2020 г., което представлява около 30% от емитираните от централата количества. На база отчетените инвестиции по проектите, одобрени за реализация по НПИ, реално „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД очаква да получи количества безплатни квоти за периода 2013 г. – 2019 г. в размер на общо 14 017 674 тона.

Към 31 декември 2018 г. дружеството е отчетло провизии за недостиг на квоти за емисии на парникови газове в размер на 8 514 506 т/CO<sub>2</sub> на стойност 355 957 хил. лв. Количеството недостиг представлява разликата между реално емитираните и верифицирани количества и безвъзмездно предоставените по НПИ и останалите налични по сметката на дружеството в националния регистър. Във връзка с взето решение от едноличния собственик на капитала на дружеството, БЕХ ЕАД е закупило и в следствие по силата на сключен договор № 16215/30.01.2019 г. следва да продаде на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД 8 600 000 тона квоти на стойност 359 531 хил. лв.

Условно-постоянните разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД включват пет основни подгрупи: 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 246 941 хил. лв. Планираните средства за работни заплати и осигуровки за новия ценови период възлизат на 71 336 хил. лв. Средствата за работни заплати през новия ценови период се увеличават с 1,6% спрямо отчетените за 2018 г. Разходите, свързани със социални осигуровки, възлизат на 31 700 хил. лв., като според дружеството тяхната стойност е в съответствие със социално-осигурителното законодателство. Планираните разходи за амортизации през новия ценови период възлизат на 90 975 хил. лв. Стойността на тази група разходи отбелязва минимално намаление спрямо отчета за 2018 г., съгласно който същите възлизат на 92 923 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. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД изпълнява програма за модернизация на основните и спомагателни съоръжения, най-вече по отношение на проектите, включени в Националния план за инвестиции, приет в изпълнение на Директива 2009/29/ЕО, изменяща Директива 2003/87/ЕО. Ремонтната програма за 2019 г. е на стойност 27 141 хил. лв. Завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2018 г., се дължи на планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение. Планираните разходи за новия ценови период, пряко свързани с дейността на лицензията, възлизат на 25 789 хил. лв., което представлява намаление с -12,17% или 3 575 хил. лв. спрямо отчетените през 2018 г. Планираното намаление е свързано с извършена вътрешна оптимизация на разходите, включени в тази група. Детайлна информация за видовете

условно-постоянни разходи, планирани през новия ценови период, е посочена в таблицата по-долу:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА	Прогноза 2019 г.
<b>I</b>	<b>УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>246,941</b>
<b>1.</b>	<b>Разходи за заплати (възнаграждения)</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>71,336</b>
<b>2.</b>	<b>Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>31,700</b>
2.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	21,010
2.2.	социални разходи	хил. лв.	10,690
<b>3.</b>	<b>Разходи за амортизации</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>90,975</b>
<b>4.</b>	<b>Разходи за ремонт</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>27,141</b>
4.1.	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	12,213
4.2.	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.	
4.3.	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	14,928
<b>5.</b>	<b>Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>25,789</b>
5.1.	Горива за автотранспорт	хил. лв.	1,180
5.2.	Работно облекло	хил. лв.	230
5.3.	Канцеларски материали	хил. лв.	45
5.4.	Материали за текущо поддържане	хил. лв.	1,460
5.5.	Застраховки	хил. лв.	4,960
5.6.	Местни данъци и такси, акциз	хил. лв.	1,489
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв.	72
5.8.	Абонаментно поддържане	хил. лв.	360
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв.	3,650
5.10.	Наеми	хил. лв.	85
5.11.	Проверка на уреди/услуги тек. поддържане/	хил. лв.	225
5.12.	Съдебни разходи	хил. лв.	60
5.13.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	531
5.14.	Наем хидротехнически съоръжения	хил. лв.	1,596
5.15.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	349
5.16.	Такси лиценз	хил. лв.	352
5.17.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	5,691
5.18.	Охрана на труда	хил. лв.	210
5.19.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	3,149
5.20.	Командировки	хил. лв.	95

Изчислената от дружеството регулаторна база на активите възлиза на 1 399 786 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал в размер на 80 344 хил. лв. Използваната норма на възвръщаемост на собствения капитал НВск за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 5%. Привлеченият капитал участва с НВпк – 6,25%. Среднопретеглената цена на капитала е 5,94% и се увеличава с 1,69% спрямо текущия ценови период.

### Искане за компенсирание на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е представило и искане за компенсирание на разходи от наложени задължения към обществото, свързани със защита на обект, представляващ критична инфраструктура и имащ значение за националната сигурност на страната. Общата стойност на исканата компенсация е в размер на 499 270 хил. лв. и обхваща посочените отчетени постоянни разходи за периода от 2015 до 2018 г.

№ по ред	Показатели	Мярка	По годишен финансов отчет				Общо
			2015	2016	2017	2018	
<b>1</b>	<b>Условно-постоянни разходи, участващи при образуването на постоянната компонента</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>238,952</b>	<b>236,306</b>	<b>238,497</b>	<b>252,381</b>	<b>966,136</b>
1.1	Разходи за възнаграждения и осигуровки	хил. лв.	100,443	99,144	100,281	101,623	401,491
1.2	Разходи за текущи ремонти	хил. лв.	19,922	20,157	18,648	25,910	84,637
1.3	Разходи за амортизации	хил. лв.	91,369	93,298	95,047	95,484	375,198
1.4	Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията	хил. лв.	27,218	23,707	24,521	29,364	104,810
<b>2</b>	<b>Разходи, които не участват при образуването на постоянната компонента при прилагане на метод „норма на възвръщаемост“, в т.ч.:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>26,657</b>	<b>37,561</b>	<b>196,799</b>	<b>95,497</b>	<b>356,514</b>
2.1	Финансови разходи	хил. лв.	16,887	15,736	17,178	25,485	75,286

2.2	Разходи за вноски във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	хил. лв.	14,947	26,101	29,008	30,303	100,359
2.3	Други разходи, в т.ч. санкции, глоби, неустойки, представителни, нерегулирана дейност	хил. лв.	-5,177	-4,276	150,613	39,709	180,869
3	Нетна разполагаемост на централата	MWh	9,173,434	8,612,422	9,387,229	8,532,880	
4	Цена за постоянната компонента (разполагаемост)	лв./MWh	26,05	27,44	25,41	29,58	
5	Разполагаемост на централата за регулиран пазар	в MWh	1,335,468	475,806	487,229	1,702,228	
6	Разполагаемост на централата за свободен пазар, в т.ч. студен резерв и допълнителни услуги	в MWh	7,837,966	8,136,616	8,900,000	6,830,652	
7	Нетна разполагаемост на централата	в MWh	9,173,434	8,612,422	9,387,229	8,532,880	
8	Оперативна загуба (загуба без финансови разходи)	хил. лв.	<b>50,894</b>	<b>80,242</b>	<b>166,942</b>	<b>201,192</b>	<b>499,270</b>
9	Коефициент за разпределение на постоянните разходи по услуги (изчислен на база разполагаемостта за свободен пазар, тъй като приходите от продажби не покриват на свободен пазар не покриват постоянните разходи на централата)		0,854	0,945	0,948	0,801	
10	<b>Непокрити УПР</b>	хил. лв.	<b>204,165</b>	<b>223,251</b>	<b>226,118</b>	<b>202,033</b>	<b>855,568</b>
11	<b>Компенсация за съответната година</b>	хил. лв.	<b>50,894</b>	<b>80,242</b>	<b>166,942</b>	<b>201,192</b>	<b>499,270</b>

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е аргументирало направеното искане със следното:

– В периода 2002 г. – 2018 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е инвестирало огромен ресурс за обекти с екологично предназначение и производствени мощности, възлизащ на над 1 млрд. лева, като изцяло са подменени или рехабилитирани основни и спомагателни съоръжения;

– „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е включена 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;

– Прилаганият метод за регулиране по отношение на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е „норма на възвръщаемост“ и изглежда приемлив и приложим единствено при напълно регулиран пазар, когато централата реализира цялото си производство по фиксирани от регулатора цени. В тази хипотеза ТЕЦ „Марица изток 2“ ЕАД получава утвърдена от регулатора ценова рамка, която има за цел да осигури финансовата стабилност на централата, която включва и изпълнение на наложените задължения към обществото като критична инфраструктура, както и изпълнение на задълженията за производство на електрическа енергия от местни енергийни източници, съгласно енергийната стратегия на страната, утвърдена от Министъра на енергетиката. 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;

– Остойносттаването на разходите, породени от наложени задължения към обществото и отделянето им в отделна ценова компонента или включването им в цената за задължения към обществото, имат за цел да осигурят единствено безопасната техническа експлоатация на съществуващите съоръжения на централа с оглед гарантиране на енергийните доставки. Те не носят възвръщаемост за централата, както и не поставят дружеството в по-благоприятно положение спрямо всички други производители на електрическа енергия. В този смисъл, регулирането на постоянните разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД чрез отделен ценови компонент или чрез цената за задължения към

обществото ще бъде напълно в съответствие с духа на националното и европейското законодателство;

– Спирането на работата на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД ще има сериозни икономически последици както за регулирания, така и за свободния пазар. Признаването на част от постоянните разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД като „друг ценови компонент“ по НРЦЕЕ ще осигури необходимия финансов ресурс на централата за финансиране на оперативните разходи за ремонт и поддържане на съоръженията на централата в техническа изправност и за производство на електроенергия особено в есенно-зимния сезон, когато има дефицит на енергия. В останалите периоди от годината, когато „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД изпълнява оперативно функциите си на регулираща мощност в реално време, с оглед недопускане на тежки аварии и разпад на ЕЕС, е необходимо приемането на компенсаторен механизъм за част от променливите разходи (квоти за емисии), като по този начин няма да се допусне изкривяване на цените на борсовия пазар и ще се осигури една относителна ценова стабилност най-вече за индустриалните консуматори.

### **3.2. Становище на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД по доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

С писмо с вх. № Е-13-12-6 от 03.06.2019 г., допълнено с писмо с вх. № Е-13-12-6 от 20.06.2019 г., „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е представило становището си по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Дружеството възразява срещу извършената корекция на некомпенсирания разход за СО<sub>2</sub> квоти за 2018 г. от 129 765 хил. лв. на 33 060 хил. лв., съответстващи на дела от произведената електрическа енергия на определената с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР разполагаемост на централата за регулиран пазар. Според него извършената корекция няма икономическа и математическа логика, понеже работната група е изчислила дела на допълнителните разходи за квоти само за разполагаемостта за регулиран пазар, като впоследствие сумата се разпределя на цялото прогнозно количество електрическа енергия за предстоящия регулаторен период. По този начин се получава разлика от 12,93 лв./MWh, която не е призната от работната група.

На следващо място производителят отбелязва, че междувременно реално извършените разходи за закупуване на квоти за парникови газове са се увеличили спрямо подадените със заявление с вх. № Е-13-12-5 от 29.03.2019 г. Реално получените квоти за 2018 г. са в размер на 604 302 бр. и са с 454 858 бр. по-малко от очакваните 1 059 160 бр. Във връзка с подписано допълнително споразумение № 1 към Договор № 10-2019 от 30.01.2019 г., БЕХ ЕАД е закупило и продало на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД допълнително 400 000 тона квоти на стойност 11 008 000,00 € без ДДС (21 529 776,64 лв. без ДДС). След проведени разговори с Министерство на енергетиката „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД очаква Европейската комисия да не му разреши да закупува квоти по референтната цена за целите на изпълнението на Националния план за инвестиции, поради което стойността на заявените разходи за закупуване на квоти за парникови газове може да бъде намалена с 4 905 176,86 лв. или с 0,66 лв./MWh. Коригиращият размер на разходите за закупени квоти за парникови газове за предстоящия регулаторен период, които следва да се признаят от КЕВР, възлиза на 381 060 739,80 лв., водещи до формиране на по-висока цена с 2,88 лв./MWh.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД изразява несъгласие с невключването на разходите за заплащане на нововъведената цена за достъп до електропреносната мрежа за производители в размер на 2,10 лв./MWh като ценообразуващ елемент в предложената от дружеството цена на електрическата енергия за регулиран пазар.

Във връзка със заповед № Е-РД-16-193 от 09.04.2019 г. на министъра на енергетиката относно допълнително задължение за обслужване на обществото и предоставяне на НЕК ЕАД на допълнителни количества електрическа енергия в размер на до 600 000 MWh над утвърдената квота от 1 867 173 /MWh, определена с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за действащия регулаторен период, централата очаква компенсация от НЕК ЕАД в размер на 36 636 хил. лв., при което цената следва да се увеличи с 4,90 лв./MWh.



Въз основа на гореизложеното дружеството счита, че цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, която КЕВР следва да определи за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., следва да е в размер на 144,77 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 1 082 624 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 7 478 231 MWh.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не приема аргументите, с които за пореден път не се признава компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото. Според него твърдението, че заявените за компенсиране разходи на дружеството са породени от търговски загуби на свободния пазар, не отговаря на фактическата ситуация, тъй като изцяло пренебрегва спецификата и значението на централата за управлението на електроенергийната система, в качеството на стратегическа критична инфраструктура със значение за националната и енергийната сигурност на страната. В тази връзка счита изложените мотиви за постигане на икономическа ефективност и оптимизация на оперативни разходи, с оглед подобряване на конкурентоспособността и постигане на целите на либерализирания пазар, за неоснователни, тъй като заявените за компенсиране разходи са следствие от външни фактори, върху които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не може да влияе по никакъв начин. Най-важният такъв фактор е цената на въглеродните емисии, която се определя от котировките на международните пазари и цената на основното гориво, която също се определя въз основа на заповед на министъра на енергетиката. Технологиите на производство на електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД отговаря на възприетите и утвърдени разходни норми, като в случая мотивът за оптимизация на разходите е неприложим. В допълнение отбелязва, че разходите за основно гориво и разходите за въглеродни емисии формират около 76% от себестойността на електрическата енергия, без да се отчитат допълнително наложените със Закона за енергетиката плащания към ФСЕС и новата цена за достъп до електропреносната мрежа. Следователно разходите, върху които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД може да приложи мерки за подобряване на икономическата ефективност, са под 20% от себестойността на произвежданата електрическа енергия и такива мерки са възприети през 2018 г., както правилно е отразено от работната група в частта за установяване на признатия размер на условно-постоянните разходи.

В заключителната част на становището си дружеството изразява несъгласие с текстовете към мотивите за определяне на прогнозна пазарна цена за регулаторния/ценовия период и по-конкретно с твърденията, че цените на БНЕБ ЕАД са постигнати при липса на предлагане на дългосрочни продукти от страна на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. В тази връзка обръща внимание, че „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е един от основните участници на свободния пазар, като от 01.08.2018 г. дружеството е задължено да продава всички количества през платформите на БНЕБ ЕАД. В становището си дружеството подробно е описало организирания от него търгове и реализираните количества електрическа енергия с доставка през 2019 г., като заявява, че високите производствени разходи не му позволяват да предлага за продажба електрическа енергия на цени под 140 лв./MWh.

Комисията приема, че възражението на дружеството е неоснователно, освен в частта му относно коригирания размер на разходите за закупени квоти за парникови газове за предстоящия регулаторен период, възникнали вследствие на преизчисления размер на референтната цена за целите на изпълнението на Националния план за инвестиции. Твърденията на дружеството относно липса на икономическа и математическа логика при извършената корекция на некомпенсираните разходи за CO<sub>2</sub> квоти за 2018 г. са необосновани, тъй като допълнителни разходи, претърпени от продажба на електрическа енергия на свободния пазар, не следва да се възстановяват през регулираните цени на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, като противното би означавало кръстосано субсидиране в нарушение на чл. 31, т. 6 от ЗЕ.

Комисията приема възражението относно невключването на разходите за заплащане на цена за достъп до електропреносната мрежа за производители за неоснователно предвид разпоредбата на чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ.

По отношение на възражението на дружеството относно компенсиране на разходи от наложени задължения към обществото, свързани със защита на обект, представляващ

критична инфраструктура и имащ значение за националната сигурност на страната, аргументи са изложени по-долу в мотивите към решението.

Във връзка с аргументите, изложени от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД относно невъзможността му да предлага за продажба електрическа енергия на цени под 140 лв./MWh, КЕВР счита, че поведението на дружеството следва да е ориентирано към търсене на възможности на пазара за покриване на разходите си чрез реализация на произведената електрическа енергия на балансиращ пазар, на пазара ден напред, на пазара в рамките на деня, в периодите когато средните ценови нива са над променливите разходи на дружеството (в размер на 88,91 лв./MWh без компенсация за предходен период, 93,33 лв./MWh с включена компенсация), за да се покрият или поне намалят загубите на дружеството от отчитаните условно-постоянни разходи.

### 3.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, променливите разходи на дружеството са коригирани от 775 715 хил. лв. на 697 966 хил. лв., като разходите за гориво за разпалване и разходите за депониране на пепелина са коригирани до отчетените такива през базисната 2018 г. Некомпенсираните разходи за CO<sub>2</sub> квоти за 2018 г. в размер на 129 765 хил. лв. са коригирани на 33 060 хил. лв., съответстващи на дела от произведената електрическа енергия на определената с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР разполагаемост на централата за регулиран пазар. Отчетени са реално извършените разходи за закупуване на квоти за парникови газове, които са се увеличили спрямо подадените със заявление с вх. № Е-13-12-5 от 29.03.2019 г. Реално получените квоти по референтната цена за целите на изпълнението на Националния план за инвестиции за 2018 г. са в размер на 604 302 бр. и са с 454 858 бр. по-малко от очакваните 1 059 160 бр., поради което стойността на разходите за закупуване на квоти за парникови газове възлиза на 381 061 хил. лв.

Разходите за заплати, осигурителни вноски и ремонт са включени на ниво отчет 2018 г.

Извършена е корекция на предложената от дружеството норма на възвръщаемост от 5,94% на 5,03%, в резултат на преизчисление на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал на 4,61%, в съответствие с договорения лихвен процент (4.31% + 0.30 bps = 4.61% годишно) по заема за консолидиране на задълженията на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД към БЕХ ЕАД по договор за заем № 39-2015/13790 от 25.05.2015 г., договор за заем № 62-2016/14587 от 10.06.2016 г., договор за заем № 74-2016/14674 от 12.08.2016 г., договор за заем № 87-2016/14832 от 24.11.2016 г., договор за заем № 28-2017/15132 от 27.04.2017 г. и договор за покупко-продажба на квоти за емисии на парникови газове № 31-2018/15710 от 12.04.2018 г. и новирането им в нов заем.

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	7 478 231	7 478 231
2	Променливи разходи	хил.лв.	775 715	697 966
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	246 941	243 447
4	Възвръщаемост	хил.лв.	83 176	70 400
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	1 105 832	1 011 812
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	147,87	135,30

Съгласно чл. 35, ал. 1 от ЗЕ енергийните предприятия имат право да предявят искане за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защитата на околната среда и енергийната ефективност. За такива разходи според чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ се признават и

разходите, произтичащи от задължения, свързани със защитата на обекти, представляващи критична инфраструктура в енергетиката. В тази връзка енергийните предприятия подават периодично заявление пред Комисията за компенсирани на тези разходи, като представят доказателства за тяхното основание и размер (чл. 35, ал. 3 от ЗЕ).

Установяването на критичните инфраструктури се осъществява по правилата на Наредбата за реда, начина и компетентните органи за установяване на критичните инфраструктури и обектите им и оценка на риска за тях (НРНКОУРИООР, обн. ДВ, бр. 81 от 2012 г.). Наредбата е приложима за сектор „Енергетика“ – чл. 2, ал. 1 от НРНКОУРИООР. Според § 2 от Преходните и заключителни разпоредби на НРНКОУРИООР стратегическите обекти и дейности от значение за националната сигурност, определени в списъка-приложение към ПМС № 181, обн., ДВ, бр. 59 от 2009 г., се приемат за установени критични инфраструктури. По силата на чл. 1, ал. 1 от ПМС № 181 във връзка с т. V.2.3. от списъка – приложение към ПМС № 181, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е стратегически обект от значение за националната сигурност, както и установена критична инфраструктура в сектор „Енергетика“. В тази връзка има задължения, произтичащи от План за възстановяване, който се отнася за случаите на пълно разпадане на ЕЕС след тежки аварии. Съгласно чл. 131, ал. 1 от Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС) Планът за възстановяване се изготвя от оператора на електропреносната мрежа.

За да се приемат за обосновани и подлежащи на компенсирани по реда на чл. 35 от ЗЕ разходи, които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е претърпяло при изпълнение на задълженията си по Плана за възстановяване, дружеството следва да докаже, че е изпълнявало разпореджения на компетентно лице за участие във възстановяването на ЕЕС след тежки аварии и осигуряването на аварийна помощ от съседни ЕЕС, разширяване на района около централата, запазила собствените си нужди и работеща в островен режим, разширяване на коридорите около централата за осигуряване на постепенно натоварване чрез повишаване на мощността, съответно свързване на районите и възстановяване на преносната мрежа. В тази връзка е необходимо да се извърши оценка дали централата е претърпяла допълнителни разходи, които да се компенсират. Следва да се има предвид, че разходите, възникнали за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД от изпълнение на задължения по Плана за възстановяване и пълноценно участие в регулирането на честотата на напрежението в системата, се покриват чрез заплащане по регулирани цени или по цени на балансиращия пазар на дейностите, в които дружеството участва при възстановяване и регулиране на ЕЕС.

Цената за задължения към обществото, в случаите на компенсирани на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ, не следва да покрива дефицити на дружествата от продажби на свободния пазар, тъй като по този начин не се постигат целите на либерализирания пазар, а именно чрез конкуренция да се оптимизират разходите, което да доведе до по-ниски цени и по-добро качество за крайните клиенти. Поради тези причини е неоснователен аргументът на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за включване на допълнителни разходи за критична инфраструктура в цената за задължения към обществото, а именно: по-висока себестойност на произведената от дружеството електрическа енергия в сравнение с постигната средна продажна цена на свободния пазар. В тази връзка дружеството следва да работи в посока оптимизация на разходите си, конкурентоспособност и гъвкавост, за да отговори на предизвикателствата на напълно либерализиран, отворен и интегриран пазар.

Предвид горното, разходите, които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД претендира, не могат да се приемат като доказани и обосновани за компенсирани по реда на чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ, тъй като произтичат от разлики между себестойността на произвежданата електрическа енергия от дружеството и цените на свободния пазар, т.е. загуби на дружеството в резултат на търговска дейност в условия на свободен пазар с ефективна конкуренция.

**Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е изчислена в размер на 135,30 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 1 011 812 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 7 478 231 MWh.**

#### **4. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ ЕАД**

#### 4.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозна информация.

Със заявление с вх. № Е-14-33-5 от 01.04.2019 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 79,97 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 18,72 лв./MW\*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 104,15 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 149 548 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 99 501 хил. лв.; гориво за разпалване (мазут) – 2 640 хил. лв.; консумативи – 47 406 хил. лв., от които разходи за закупени емисии CO<sub>2</sub> – 41 659 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 30 228 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 14 992 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 2 416 116 MW\*h;
- Нетна електрическа енергия – 1 870 000 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложените параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 2 150 000 MWh;
- собствени нужди – 13,42%;
- нетна електрическа енергия – 1 870 000 MWh.;
- брутен специфичен разход условно гориво – 364,4 г.у.г./kWh.;
- нетен специфичен разход условно гориво – 418,93 г.у.г./kWh.;
- разход на мазут – 3 000 тона.

Дружеството обосновава размера на променливите разходи на база сключени анекси към рамковите договори за доставки. В разходи за консумативи са запазени отчетените за базовата година стойности. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД включва разходите за квоти парникови газове с цена 25,00 евро/тон.

Годишният баланс на основното гориво е направен при отчитане на наличното количество въглища на склад към 01.01.2019 г., количества и цени по договори и анекси, с разчет постигане на приемлива средна калоричност. Дружеството прогнозира, че разчетът на договорените количества от въглища ще покрие необходимите количества за електропроизводство и осигуряване на необходимите резерви от горива.

Цената за разполагаема мощност „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД обосновава при заложените параметри:

- Разполагаеми два енергийни блока, тъй като един блок е в топлофикационен режим;
- Времетраене на съгласуваните периоди за ремонт на блок – 152 дни;
- Времетраене на несъгласувани по време престои за поддръжка – 5%;
- Обща брутна разполагаема мощност – 2 416 116 MW\*h;
- Норма на възвръщаемост на капитала – 7,69%, при оборотен капитал 71 557 хил. лв. и регулаторна база на активите – 194 981 хил. лв.

Дружеството разпределя постоянните разходи и възвръщаемостта на централата по следния начин: една част за топлофикационната част и две части за кондензационната част.

За регулаторния период дружеството прогнозира разходите за заплати да са в размер на 9 481 хил. лв., съответстващи на 2/3 от разходите за заплати през 2018 г., увеличени с 12%, поради дългия период, в който заплатите не са коригирани. Начисленията, свързани с работните заплати, които „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозира, са 2 945 хил. лв. за осигурителни вноски по нормативни документи.

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД предвижда амортизационни разходи в размер на 8 240 хил. лв., формирани на база отчет 2018 г. и прогноза по амортизационния план за 2019 г. за 2/3 от ДМА на централата. Разходите за ремонти са 7 040 хил. лв., като се предвижда ремонт на

блокове 2 и 3 по 45 дни и основен ремонт на блок 1 в рамките на 92 дни. Дружеството посочва, че предвидените разходи съответстват на заложените обеми. Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са 2 522 хил. лв., определени на база отчет 2018 г.

#### **4.2. Становище на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД по доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

С писма с вх. № Е-14-33-10 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-14-33-5 от 17.06.2019 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е представило становището си по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Дружеството настоява разходите за заплащане на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия да бъдат включени като ценообразуващ елемент на заявената от централата цена за производство на електрическа енергия. С оглед на непризнатите за 2018 г. поради промяна на изисквания от страна на ЕК квоти CO<sub>2</sub> в размер на 186 681 бр., „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД счита за необходимо същите количества да бъдат добавени като планиран разход за новия регулаторен период в размер на 9 973 218,58 лв. Производителят възразява срещу извършената корекция на необходимия оборотен капитал (НОК) от 71 557 хил. лв. на 21 419 хил. лв. поради необоснованост, тъй като според него изходните данни за определяне на НОК са изцяло съгласно указанията и правилата за утвърждаване на цените в сектор „Електроенергетика“ и данните от ГФО на дружеството за 2018 г., като в тази връзка е приложило заверен от одитор ГФО, както и изчисленията, регламентирани в указанията. Представена е също така и допълнителна информация за изразходвани горива и осъвременени ценови равнища, съобразени с индикациите на пазара и тенденциите в производствените предприятия.

Във връзка с горното дружеството е актуализирало предложението си за утвърждаване на цени, както следва:

- цена за енергия – 106,22 лв./MWh, без ДДС,
  - цена за мощност – 18,72 лв./MW\*h, без ДДС,
  - пълна цена за електрическа енергия – 130,82 лв./MWh, без ДДС,
- образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:
- променливи разходи – 195 295 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 126 152 хил. лв.; гориво за разпалване (мазут) – 2 640 хил. лв.; консумативи – 66 503 хил. лв., от които разходи за закупени емисии CO<sub>2</sub> – 56 361 хил. лв., при цена 22,00 евро/тон;
  - условно-постоянни разходи – 30 228 хил. лв.;
  - възвръщаемост – 14 992 хил. лв.;
  - разполагаемост на предоставената мощност – 2 416 116 MW\*h;
  - нетна електрическа енергия – 1 838 570 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложените параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 2 115 000 MWh;
- собствени нужди – 13,07%;
- нетна електрическа енергия – 1 838 570 MWh.;
- брутен специфичен разход условно гориво – 378,9 г.у.г./kWh.;
- нетен специфичен разход условно гориво – 435,92 г.у.г./kWh.;
- разход на мазут – 3 000 тона.

При цената за разполагаема мощност няма изменение на стойностите на ценообразуващите елементи.

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД твърди, че цените на изкупуваната електрическа енергия, формиращи средна покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик в размер на 143,98 лв./MWh, следва да бъдат разглеждани като пазарни, следователно би било обосновано на дружеството да се определи прогнозна месечна разполагаемост. Алтернативно „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД предлага КЕВР да одобри на централата цена за мощност – 18,72

лв./MWh, цена за енергия – 106,22 лв./MWh и пълна цена – 130,82 лв./MWh.

Комисията приема, че възражението на дружеството е неоснователно, освен в частта му относно коригирания размер на разходите за закупени квоти за парникови газове за предстоящия регулаторен период, възникнали вследствие на преизчисления размер на референтната цена за целите на изпълнението на Националния план за инвестиции. Твърденията на дружеството относно корекцията на необходимия оборотен капитал са необосновани предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ.

Комисията приема възражението относно невключването на разходите за заплащане на цена за достъп до електропреносната мрежа за производители за неоснователно предвид разпоредбата на чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ.

По отношение на твърдението, че КЕВР следва да разглежда средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик в размер на 143,98 лв./MWh като пазарна и в тази връзка да определи на дружеството прогнозна месечна разполагаемост за предстоящия регулаторен период, следва да се има предвид, че съгласно чл. 37а от НРЦЕЕ Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси. Изготвеният анализ е представен в т. I. от мотивите към настоящото решение, като определената прогнозна пазарна цена за предстоящия регулаторен период е в размер на 89,00 лв./MWh, стойност значително по-ниска от предложената от дружеството. Средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик е значително по-висока от пазарната, защото е формирана като среднопретеглена стойност на разходите за изкупуване на електрическа енергия, голяма част от която по преференциални цени. Цената на НЕК ЕАД, по която продава електрическа енергия на крайните снабдителите се доближава до пазарната такава, като разликата между преференциалните цени и прогнозните пазарни такива се покрива чрез цената за задължения към обществото.

### **4.3. Ценообразуващи елементи**

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, представени със заявление с вх. № Е-14-33-5 от 01.04.2019 г. и актуализирани с писма с вх. № Е-14-33-10 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-14-33-5 от 17.06.2019 г., променливите разходи на дружеството са коригирани от 195 295 хил. лв. на 190 717 хил. лв., като разходите за гориво за разпалване са включени на нивото, отчетено през 2018 г. Разходи 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 разходи за вноски по ал. 1.

Необходимият оборотен капитал е коригиран от 71 557 хил. лв. на 26 588 хил. лв., тъй като според чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, в случай че дружеството не е обосновоало 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 тази връзка РБА е преизчислена от 194 981 хил. лв. на 150 012 хил. лв.

С писмо с вх. № Е-14-33-5 от 17.06.2019 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД актуализира заявеното със заявление с вх. № Е-14-33-5 от 01.04.2019 г. количество електрическа енергия от 1 870 000 MWh на 1 838 000 MWh нетна електрическа енергия.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	1 838 000	1 838 000
2	Променливи разходи	хил.лв.	195 295	190 717
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	30 228	30 228
4	Възвръщаемост	хил.лв.	14 992	11 534
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	240 514	232 479
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	130,82	126,45

**Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е изчислена в размер на 126,45 лв./MWh, без ДДС, при общо необходимими приходи от 232 479 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 838 000 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 изкупува 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 изкупува електрическата енергия от централи, присъединени към електропреносната мрежа с обща инсталирана електрическа мощност по-малка от 1 MW, произведена от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия, както и в количество, определено по реда на чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ.

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 – 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с вх. № Е-13-01-22 от 29.03.2019 г. от НЕК ЕАД, вх. № Е-13-47-20 от 29.03.2019 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-49-6 от 29.03.2019 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-17 от 29.03.2019

г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-6 от 02.04.2019 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-5 от 29.03.2019 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и вх. № Е-14-33-5 от 01.04.2019 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД. Използвана е и информация, постъпила с допълнителни писма с вх. № Е-13-01-36 от 21.06.2019 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-49-16 от 24.06.2019 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-01-36 от 21.06.2019 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-13-77-6 от 15.04.2019 г. и вх. № Е-13-01-36 от 24.06.2019 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД.

Въз основа на гореизложеното, за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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:

<b>Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители</b>					
	„ЧЕЗ Електро България“ АД	„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	„ЕСП Златни пясъци“ ООД	<b>ОБЩО</b>
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли 2019 г.	370 077	410 429	211 235	9 183	<b>1 000 924</b>
август 2019 г.	308 842	412 582	209 230	10 250	<b>940 904</b>
септември 2019 г.	291 323	353 514	201 656	6 975	<b>853 468</b>
октомври 2019 г.	388 913	370 884	221 566	1 678	<b>983 041</b>
ноември 2019 г.	447 365	463 549	265 363	842	<b>1 177 119</b>
декември 2019 г.	546 189	601 360	311 979	1 342	<b>1 460 870</b>
януари 2020 г.	535 077	602 595	351 715	1 354	<b>1 490 741</b>
февруари 2020 г.	468 556	493 904	328 290	1 145	<b>1 291 895</b>
март 2020 г.	497 121	455 708	295 821	1 495	<b>1 250 145</b>
април 2020 г.	331 751	340 275	233 692	2 105	<b>907 823</b>
май 2020 г.	306 373	322 464	206 447	4 331	<b>839 615</b>
юни 2020 г.	276 009	310 294	189 206	7 710	<b>783 219</b>
<b>07.2019 г. – 06.2020 г.</b>	<b>4 767 597</b>	<b>5 137 558</b>	<b>3 026 200</b>	<b>48 410</b>	<b>12 979 765</b>

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 33 523 428 MWh, от които 12 979 765 MWh за крайни клиенти на регулиран пазар.

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, ограничава възможностите за участие на този пазар на всички производители, подали заявления за определяне на разполагаемост. Този извод се допълва и от факта, че задължително изкупуваната електрическа енергия от обществения доставчик покрива нуждите на регулирания 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 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., лв./MWh	Разлика в %
1 „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	53,90	89,00	-39,44%
2 ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	70,40	89,00	-20,90%
3 „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	135,30	89,00	+52,02%
4 „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	126,45	89,00	+42,08%

Видно от изготвената таблица, КЕВР не следва да определя разполагаемост на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД 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. В микса на НЕК ЕАД следва да 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 1 MW, електрическата енергия по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия, както и количеството, определено по реда на чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ. Предвид очакваната пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. в размер на 89,00 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 Бобов дол“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД.

Предвид горните аргументи, следва да бъдат определени разполагаемост, съответно количества електрическа енергия за „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, тъй като от една страна същите не попадат в обхвата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ, а от друга за тях са приложими критериите по чл. 24, ал. 2 от ЗЕ за по-ниска цена, сезонност и покриване на върхови товари.

С писмо с вх. № Е-03-17-23 от 18.06.2019 г. в Комисията е получена заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката, с която се налага на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД допълнително задължение за обслужване на обществото, състоящо се в предоставяне на НЕК ЕАД на допълнителни количества електрическа енергия за задоволяване на нуждите на регулирания пазар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. в размер на 200 MW средногодишно или общо за регулаторния период до 1 752 000 MWh. Горната заповед е издадена на основание чл. 70, ал. 1 и ал. 3, във връзка с ал. 2, т. 1 и ал. 4 от ЗЕ и във връзка с постъпили писма от изпълнителния директор на ЕСО ЕАД относно невъзможност за осигуряване на необходимите количества електрическа енергия за

обществения доставчик за задоволяване на нуждите на регулирания пазар, становища на НЕК ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. В писмото на ЕСО ЕАД се твърди, че така определените квоти за нуждите на обществения доставчик не могат да бъдат изпълнени при определения резерв за допълнителни услуги на оператора на преносната мрежа. От изложеното в писмото е видно, че използвайки възможността, предоставена му от разпоредбата на чл. 112, ал. 2, т. 1 от ЗЕ, ЕСО ЕАД ще си осигури необходимия резерв за допълнителни услуги, което ще доведе до недостиг на електрическа енергия за обществения доставчик за задоволяване на нуждите на регулирания пазар.

Във връзка с гореизложеното и предвид обстоятелството, че ЕСО ЕАД е в невъзможност да получи в достатъчен обем допълнителни услуги от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, свързани с регулиране на електроенергийната система за осигуряване на сигурността на снабдяването, първоначално предложените количества в доклад с вх. № Е-Дк-292 от 21.05.2019 г., при които с оглед постигане на най-ниска цена централите са максимално натоварени, съответно „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД на 93% и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД на 95%, са редуцирани и заместени с количества от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД съгласно заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката.

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	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 500	2 840 850	315 650
2	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 919 351	4 427 416	491 935
3	ВИ под 1 MW	384 852	346 367	38 485
4	ВИ над 1 MW	314 182	0	314 182
5	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 1 MW	9 355	8 260	1 095
6	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	3 000 000	3 000 000	0
7	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 295 444	604 872	2 690 572
8	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 752 000	1 752 000	0
<b>9</b>	<b>Общо количество енергия, реализирано от НЕК ЕАД</b>	<b>16 831 684</b>	<b>12 979 765</b>	<b>3 851 919</b>

Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници над 1 MW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2018 г., като са взети предвид условията на § 34, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 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 помесечни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайния снабдител										
		Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 1 MW	ВИ под 1 MW	ВИ над 1 MW	ОБЩО
		MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.19	<b>Общо</b>	<b>256 827</b>	<b>148 800</b>	<b>223 200</b>	<b>290 160</b>	<b>252 960</b>	<b>284</b>	<b>36 189</b>	<b>117 719</b>	<b>1 326 139</b>
	Регулиран пазар	52 984	148 800	223 200	290 160	252 960	250	32 570		1 000 924
	Свободен пазар	203 843	0	0	0	0	33	3 619	117 719	325 215
авг.19	<b>Общо</b>	<b>236 965</b>	<b>148 800</b>	<b>223 200</b>	<b>147 600</b>	<b>327 360</b>	<b>315</b>	<b>32 943</b>	<b>107 158</b>	<b>1 224 341</b>
	Регулиран пазар	108 658	148 800	223 200	147 600	282 720	278	29 648		940 904
	Свободен пазар	128 307	0	0	0	44 640	37	3 294	107 158	283 437
сеп.19	<b>Общо</b>	<b>241 624</b>	<b>136 080</b>	<b>144 000</b>	<b>144 000</b>	<b>432 000</b>	<b>582</b>	<b>27 454</b>	<b>89 305</b>	<b>1 215 044</b>
	Регулиран пазар	12 165	136 080	144 000	144 000	392 000	514	24 709		853 468
	Свободен пазар	229 458	0	0	0	40 000	68	2 745	89 305	361 577
окт.19	<b>Общо</b>	<b>246 405</b>	<b>61 835</b>	<b>149 000</b>	<b>298 000</b>	<b>506 600</b>	<b>802</b>	<b>23 655</b>		<b>1 286 297</b>
	Регулиран пазар	8 158	61 835	149 000	268 000	474 050	708	21 289		983 041
	Свободен пазар	238 247	0	0	30 000	32 550	94	2 365		303 257
ное.19	<b>Общо</b>	<b>242 986</b>	<b>237 600</b>	<b>144 000</b>	<b>288 000</b>	<b>489 600</b>	<b>999</b>	<b>17 866</b>		<b>1 421 051</b>
	Регулиран пазар	63 758	237 600	144 000	258 000	456 800	882	16 079		1 177 119
	Свободен пазар	179 229	0	0	30 000	32 800	117	1 787		243 932
дек.19	<b>Общо</b>	<b>215 198</b>	<b>669 600</b>	<b>148 800</b>	<b>252 960</b>	<b>416 640</b>	<b>1 124</b>	<b>15 695</b>		<b>1 720 017</b>
	Регулиран пазар	17 752	669 600	148 800	222 960	386 640	993	14 125		1 460 870
	Свободен пазар	197 445	0	0	30 000	30 000	132	1 569		259 147
яну.20	<b>Общо</b>	<b>223 165</b>	<b>855 600</b>	<b>148 800</b>	<b>215 760</b>	<b>386 880</b>	<b>1 229</b>	<b>29 715</b>		<b>1 861 149</b>
	Регулиран пазар	15 872	855 600	148 800	155 760	286 880	1 085	26 744		1 490 741
	Свободен пазар	207 293	0	0	60 000	100 000	144	2 972		370 408
фев.20	<b>Общо</b>	<b>322 854</b>	<b>326 956</b>	<b>134 400</b>	<b>295 680</b>	<b>436 800</b>	<b>1 100</b>	<b>34 809</b>		<b>1 552 599</b>
	Регулиран пазар	115 759	326 956	134 400	265 680	416 800	972	31 328		1 291 895
	Свободен пазар	207 094	0	0	30 000	20 000	129	3 481		260 704
мар.20	<b>Общо</b>	<b>372 499</b>	<b>187 979</b>	<b>148 600</b>	<b>297 200</b>	<b>490 380</b>	<b>1 238</b>	<b>40 132</b>		<b>1 538 028</b>
	Регулиран пазар	111 344	187 979	148 600	287 200	477 810	1 093	36 119		1 250 145
	Свободен пазар	261 155	0	0	10 000	12 570	145	4 013		287 883
апр.20	<b>Общо</b>	<b>319 224</b>	<b>72 000</b>	<b>93 600</b>	<b>324 000</b>	<b>475 200</b>	<b>833</b>	<b>45 804</b>		<b>1 330 662</b>
	Регулиран пазар	18 864	72 000	93 600	264 000	417 400	736	41 224		907 823
	Свободен пазар	300 360	0	0	60 000	57 800	98	4 580		422 838
май.20	<b>Общо</b>	<b>312 329</b>	<b>44 640</b>	<b>96 720</b>	<b>338 120</b>	<b>453 840</b>	<b>552</b>	<b>44 634</b>		<b>1 290 835</b>
	Регулиран пазар	13 847	44 640	96 720	292 470	351 280	487	40 171		839 615
	Свободен пазар	298 482	0	0	45 650	102 560	65	4 463		451 220
юни.20	<b>Общо</b>	<b>305 369</b>	<b>110 110</b>	<b>97 680</b>	<b>265 020</b>	<b>251 091</b>	<b>296</b>	<b>35 956</b>		<b>1 065 522</b>
	Регулиран пазар	65 711	110 110	97 680	245 020	232 076	262	32 360		783 219
	Свободен пазар	239 658	0	0	20 000	19 015	35	3 596		282 303
юли 2019- юни2020	<b>Общо</b>	<b>3 295 445</b>	<b>3 000 000</b>	<b>1 752 000</b>	<b>3 156 500</b>	<b>4 919 351</b>	<b>9 355</b>	<b>384 852</b>	<b>314 182</b>	<b>16 831 685</b>
	Регулиран пазар	604 873	3 000 000	1 752 000	2 840 850	4 427 416	8 260	346 367	0	12 979 765
	Свободен пазар	2 690 572	0	0	315 650	491 935	1 095	38 485	314 182	3 851 919

Потреблението на клиентите на крайните снабдители ще бъде покривано с енергията от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД и от преобладаващата част 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 Бобов дол“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. В тази връзка са определени следните цени на производители на електрическа енергия:**

– АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 53,90 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 806 812 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 969 746 MWh;

– НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – 70,40 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 232 005 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 295 444 MWh.

#### **IV. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК**

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР, е в размер на 71,71 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 2,91 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 891 476 хил. лв. и енергия – 12 431 685 MWh. В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-22 от 29.03.2019 г. за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД е изчислило средна покупна цена на обществения доставчик в размер на 151,52 лв./MWh, при утвърдена такава от 128,38 лв./MWh за предходния регулаторен период.

Прогнозата за следващия регулаторен период е разработена от дружеството при следните предпоставки и условия:

– количествата електрическа енергия, необходими за крайните снабдители, са по представените прогнози от крайните снабдители, в размер на 12 979 765 MWh;

– количествата електрическа енергия, които общественият доставчик ще закупува от производители на електрическа енергия от ВИ, са съгласно предоставените от дружествата прогнози;

– количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство са по предоставените от производителите прогнози;

– общото количество електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, предназначено за регулирания пазар, е прогнозирано в размер на 3 794 173 MWh, като е увеличено почти два пъти спрямо Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. Увеличените количества електрическа енергия от атомната централа за регулирания пазар следва да компенсират евентуалното невключване на електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД;

– количествата електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД са на нивото на определените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., при допускане, че се приложи чл. 4, ал. 2, т. 8 и чл. 35, ал. 1 и ал. 2, т. 2 от Закона за енергетиката. При този вариант доставките от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД се намаляват с количествата от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД;

– количествата електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД са на ниво 77% използваемост на разполагаемата мощност, т.е. при условията на натоварване на централата през второто полугодие на 2018 г.;

– количествата електрическа енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са при 84,6% използваемост на разполагаемата мощност, което се приближава до нивото на използваемост през второто полугодие на 2018 г., когато е достигната използваемост от 87%;

– 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.

## 1. Становища на НЕК ЕАД по доклада и по проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

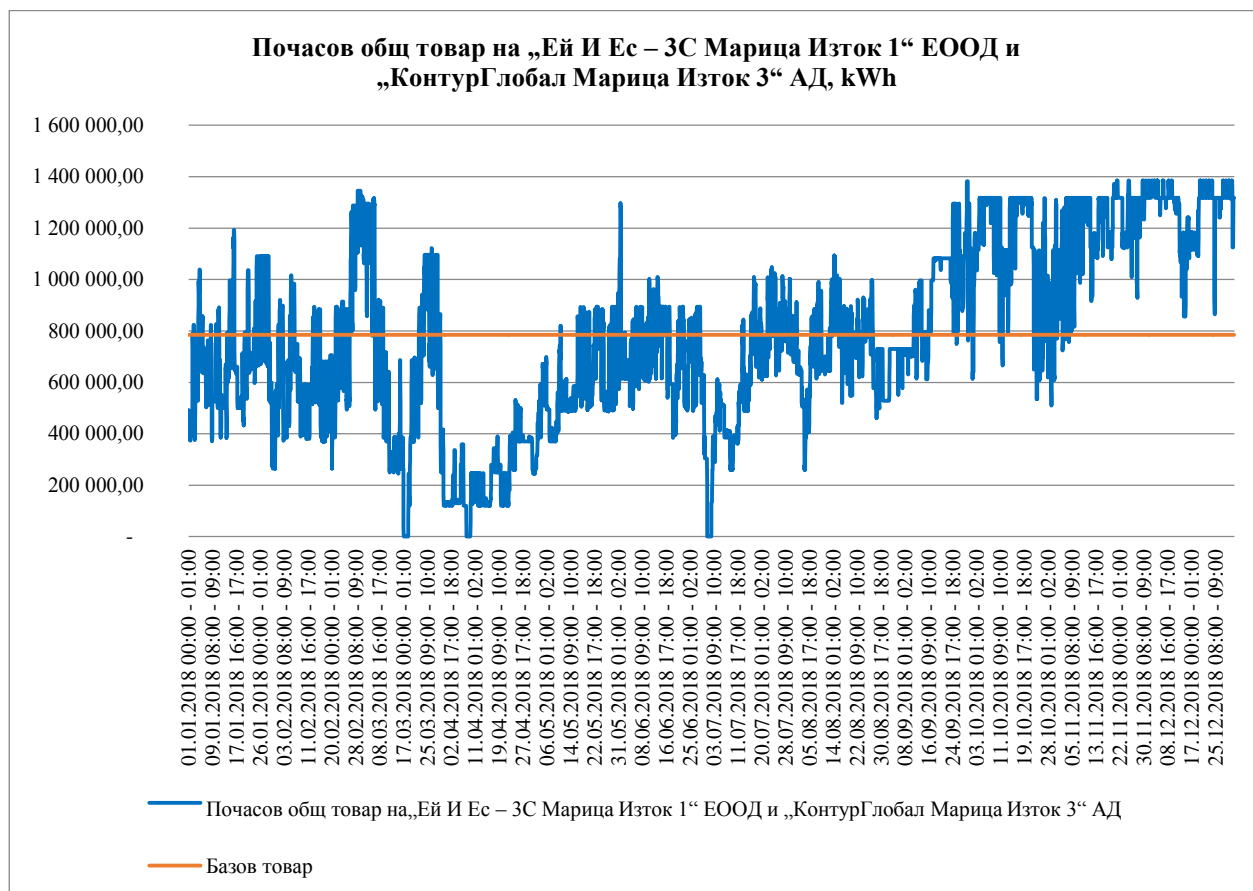
С писма с вх. № Е-13-01-32 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-13-01-36 от 14.06.2019 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД е представило становища по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

### 1.1. По прогнозната цена за регулаторния/ценовия период

Според дружеството чл. 37б и чл. 37в от НРЦЕЕ не са приложими по отношение на „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, съответно липсва правно основание за определяне на групов коефициент и прогнозна пазарна цена за тази група производители. Тъй като определянето на пазарна цена за двете централи, различна от пазарната цена за базов товар, не е нормативно регламентирано, общественият доставчик настоява прогнозната пазарна цена на тези централи да е равна на определената годишна пазарна цена за базов товар за новия регулаторния период, а именно 89,00 лв./MWh.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Прогнозната пазарна цена за базов товар е определена съгласно чл. 37а от НРЦЕЕ, като основа за определяне прогнозните пазарни цени, съответно премиите на групите производители, регламентиран в чл. 37б от НРЦЕЕ. Тя представлява средна прогнозна годишна стойност на електрическата енергия, произведена/потребена при равно почасово годишно производство/потребление (напр. 1 MW за всеки час през цялата година).

По отношение „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД за 2018 г. се установи, че във връзка с изпълнение на задълженията по сключените СИЕ НЕК ЕАД не използва тези дружества като базови производители. От долната графика е видно, че през периодите, когато цените на пазара са по-високи, съответно е налице по-голямо търсене, двете централи са по-натоварени.



Извършена е симулация на участието на „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопрегледена цена	85,98 лв./MWh
3	Групов коефициент (р.2/р.1)	1,10197
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена (р.3*р.4)</b>	<b>98,08 лв./MWh</b>

В ЗЕ и НРЦЕЕ не съдържат норми, които да регламентират прилагане на прогнозната пазарна цена за базов товар за изчисляване на размера на разходите на обществения доставчик, които следва да бъдат компенсирани във връзка с невъзстановяеми разходи по чл. 34 от ЗЕ и наложени задължения към обществото по чл. 35 от ЗЕ. С оглед равнопоставеност и спазване на принципите по чл. 23, чл. 24 и чл. 31 от ЗЕ Комисията счита, че при определяне на средствата за компенсиране по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ на производителите по чл. 93а, ал. 1 и чл. 94 от ЗЕ следва да се приложи идентичен подход като на производителите, на които се определят премии. В тази връзка такъв е приложен, не само за „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, но и за производителите от ВЕИ под 1 MW и ВЕКП под 1 MW, чиято произведена електрическа енергия общественият доставчик също е задължен да закупува. Противното би довело до:

- Прехвърляне на разходи от регулирания сегмент на пазара към свободния пазар, което представлява недопустимо кръстосано субсидиране и нарушение на чл. 31, т. 6 от ЗЕ;
- Създаване на предпоставки за допълнителна печалба и надкомпенсиране на НЕК ЕАД от реализацията на електрическата енергия от „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД на свободен пазар, за сметка на всички потребители.

## **1.2. По компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“**

Дружеството отбелязва, че продължава да обслужва кредити, отпуснати от БЕХ ЕАД за оборотни средства, поради ликвидната криза, в която изпада в предходните години, основната причина за която е обстоятелството, че регулираните цени в няколко предходни регулаторни периода не покриват направените разходи за регулирана дейност и компанията не е в състояние да генерира достатъчно парични средства за финансиране на дейността си. В тази връзка посочва, че с Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. Комисията е признала на обществения доставчик дефицит от регулирана дейност в размер на 1 493 785 хил. лв., натрупан за периода 2013 г. – 2014 г., който подлежи на компенсиране. Според НЕК ЕАД през регулаторните периоди от 2014 до 2018 г. е натрупан допълнителен недостиг за дейността „обществена доставка“ от 214 505 хил. лв. Предвид горното и за да се смекчат частично негативните последствия от формирания тарифен дефицит, дружеството настоява компонентата за дейността по чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ да бъде определена в размер на максималната допустима стойност от 3%.

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.

В тази връзка Комисията счита, че при определянето на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от крайни снабдители“ и за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ следва да бъде приложен общ подход, като компонентата бъде запазена на нивата, утвърдени през предходния регулаторен период. Аргументи за определяне на стойността на тази компонента са изложени по-долу в мотивите на настоящото решение. Следва да се има предвид, че за погасяване на главниците и лихвите по кредитните споразумения с БЕХ ЕАД, освен приходите си от компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, дружеството следва да използва и

приходите си от признати разходи за предходни ценови периоди и част от реализираната печалба от продажба на електрическа енергия на свободния пазар.

### **1.3. По цената на електрическата енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД**

НЕК ЕАД изразява несъгласие с непризнаването вече втори пореден регулаторен период в цената за разполагаемост на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД на разходите за инвестицията за извършената SO<sub>2</sub> & NO<sub>x</sub> модернизация, тъй като капиталовата инвестиция за модернизацията се изпълнява в съответствие с изискванията на европейското законодателство и Закона за чистотата на атмосферния въздух по отношение на емисиите на SO<sub>2</sub> & NO<sub>x</sub> и не приема аргумента, че *„към момента КЕВР не е одобрявала изменение на финансовия модел на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД“*. Имайки предвид, че забавянето на одобрението на тарифния модел на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД нанася вреди на НЕК ЕАД, настоява да се ускори момента на одобрение на модела и коригираната цена на разполагаемостта да се включи при формирането на миксовата цена на обществения доставчик за следващия регулаторен период, започващ от 01.07.2019 г.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. В тази връзка аргументи са изложени по-горе с оглед становището на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, както и по-долу в мотивите на решението. 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 SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub> Модернизация, включително нормата на възвръщаемост, съобразена с начините и сроковете за заплащане на Общия размер на инвестицията.

### **1.4. По цената за достъп до електропреносната мрежа за производители**

НЕК ЕАД счита, че е необходимо в разходите, които ще се възстановяват от ФСЕС за новия регулаторния период, да се включат и разходите на „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД за заплащане на цена за достъп, тъй като те са предизвикани от промени в законодателството и подлежат на възстановяване съгласно сключените СИЕ.

Горното възражение Комисията приема за основателно, като тези разходи са отразени в т. V от мотивите към настоящото решение.

### **1.5. По компенсациите, свързани с постановени от КЕВР решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за изминали регулаторни периоди.**

Дружеството не е съгласно с непризнаването на предявените компенсации в размер на 12 484 хил. лв., свързани с постановени от КЕВР решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за изминали периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения, и не приема аргумента на Комисията, че тези разходи се компенсират от надвзети приходи от компонентата за енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство през предходния регулаторен период. В тази връзка подчертава, че лицензията на обществения доставчик не е само за покупка и продажба на електрическа енергия от комбинирано производство, а е лицензия за обществена доставка на електрическа енергия и вместо по недопустим начин избирателно да се използват определени фактори при аргументиране на отказа, следва да се извърши цялостен анализ на дейността на обществения доставчик. Отчетните данни за регулаторния период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. показват, че чрез цената за задължения към обществото са останали некомпенсирани 134 732 хил. лв., от което е видно, че няма надвзети средства от компонентата за енергия.

Горното възражение Комисията приема за частично основателно. Комисията счита, че общественият доставчик следва да бъде компенсиран и за Решение № Ц-12 от 28.03.2019 г. на КЕВР, постановено в изпълнение на влязло в сила съдебно решение. Предявените от обществения доставчик за компенсация от ФСЕС разходи, свързани с постановени от КЕВР

решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за изминали регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения преди 2018 г., не са включени в цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, тъй като същите се компенсират от надвзетите средства от компонентата за енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в резултат на по-малкото изкупени количества електрическа енергия от комбинирано производство спрямо включените в цената за задължения към обществото.

Комисията не приема аргумента на дружеството, че за регулаторния период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. отчетните данни показват, че чрез цената за задължения към обществото са останали некомпенсирани 134 732 хил. лв., въпреки надвзетите средства от компонентата за енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и в тази връзка те не покриват дефицита, предизвикан от постановени от КЕВР решения, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения. От цялостния анализ на дейността на обществения доставчик през посочения период е видно, че посочената сума е изчислена, а не отчетена, без да се вземат предвид по-високите пазарни цени на реализираната електрическа енергия на свободния пазар и приходите от ФСЕС за намаляване на цената за задължения към обществото в размер на 239 000 хил. лв.. Следва да се отбележи, че основната част от претендирания дефицит се дължи на по-ниска използваемост на „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД с 1 660 351 MWh, т.е. неизпълнение на Решение № ТЕ-027 от 01.07.2017 г. на КЕВР, което води до повишаване на цените на производителите със сключени СИЕ. Непроизведената електрическа енергия от горните централи не се дължи на намалено търсене от страна на крайните снабдителите, а е заместена с такава от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, и не е реализирана на свободния пазар, което е решение на мениджмънта на НЕК ЕАД и не следва да се компенсира.

#### **1.6. По компенсиране на разходи на НЕК ЕАД, произтичащи от платени вземания за добавки за зелена енергия, ВЕКП и невъзстановяеми разходи по арбитражни и съдебни дела, вследствие на непризнати от съдебни инстанции нормативни разпоредби**

НЕК ЕАД категорично възразява срещу отказа на КЕВР да компенсира посочените разходи и не приема аргумента, че претендираните от него разходи от арбитражни и съдебни дела не са обосновани и не следва да бъдат признавани. В тази връзка уточнява, че тези арбитражи и съдебни дела произтичат не от неизпълнение на търговски договори, а от това, че общественият доставчик стриктно е изпълнявал действащата нормативна уредба, решения и становища на КЕВР, които впоследствие не са признати за правилни от съда. Като допълнителна обосновка на направеното искане е приложено становище на Комисията, с което се дават указания на НЕК ЕАД да фактурира надбавките към цената пренос за м. юли 2013 г., както и Решение № 1413 от 19.06.2017 г. на Софийски апелативен съд, касаещо спор между „ОЕТ-Обединени енергийни търговци“ ЕООД, от една страна и НЕК ЕАД и ЕСО ЕАД, от друга.

Възражението на НЕК ЕАД е неоснователно. До измененията на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 59 от 2013 г., всички клиенти участват в компенсирането на невъзстановяемите разходи и на разходите, произтичащи от задължения към обществото, което следва да се осъществява по недискриминационен и прозрачен начин. Следователно, не въз основа на актове на КЕВР, а по силата на самия закон, всички клиенти на търговците на електрическа енергия са били задължени да заплащат съответната част от разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ. В този смисъл претендираните от НЕК ЕАД разходи, произтичащи от арбитражни и съдебни дела, не могат да бъдат съотнесени към цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, тъй като същият закон посочва изрично разходите, които могат да формират тази цена.

#### **1.7. По компенсирането на разходи за минали регулаторни периоди**

НЕК ЕАД възразява срещу отказа на КЕВР да компенсира разходи за минали регулаторни периоди, възникнали в резултат на утвърдени ценови и регулаторни условия,



като счита за формални аргументите на регулатора за необходимостта от извършване на проверка и анализ на исканията и липсата на механизъм. В тази връзка посочва, че:

– Исканията за компенсация на разходите обхващат последните шест регулаторни периоди, за които общественият доставчик има детайлна отчетна информация и одитирани годишни финансови отчети и няма никаква пречка Комисията да е извършила необходимите проверки и анализи;

– Със свои ценови решения от 2014 г. Комисията вече е признала некомпенсираните разходи за периода 2013-2014 г. и има приет погасителен план за петгодишен период, но същият неясно защо не се изпълнява;

– Не са необходими нови механизми за компенсиране на разходите, при наличието на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, чиято функция е *„управление на средствата за покриване на разходите, извършени от обществения доставчик, произтичащи от задълженията му по чл. 93а, определени с решение на комисията, включително за минали регулаторни периоди“*. Съгласно мотивите към законопроекта, създаването на ФСЕС е мярка, с която се цели финансово стабилизиране на българския електроенергиен сектор *„чрез редуциране на текущия дефицит в НЕК ЕАД“*, както и *„да се запълни създавания през годините вакуум, вследствие на натрупаните некомпенсирани вземания за задължения към обществото“*;

– Единствените разходи, които Комисията включва в своите решения за компенсиране, са разходите за периода 01.07.2012 г. – 31.07.2013 г. на обществения доставчик от Методика за компенсиране на разходи на обществения доставчик и крайните снабдители, произтичащи от наложени им задължения към обществото за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени от ВЕИ и ВЕКП. Чрез получаваната компенсация НЕК ЕАД възстановява некомпенсираните към онзи момент разходи на крайните снабдители.

Тъй като натрупаните невъзстановени разходи, свързани със задълженията на обществения доставчик, се увеличават с всеки изминал регулаторен период, дружеството настоява да бъде определен срок в рамките на тази година за извършване на необходимата проверка и анализ от страна на КЕВР на предявените от НЕК ЕАД разходи, с които действия да се създаде предпоставка за извършване на компенсация от ФСЕС.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. По-горе в решението са представени мотиви относно невключването на предявените от обществения доставчик за възстановяване разходи от предходни регулаторни периоди. Допълнителен аргумент представлява и обстоятелството, че част от претендираните от дружеството разходи не следва да се класифицират като тарифен дефицит, тъй като са покрити от други приходи (изложеното по т.1.5.), в т.ч. приходи от свободен пазар (напр. част от непризнатите разходи, свързани със сключените СИЕ).

## **8. По компенсирането на разходи за електрическа енергия от ВИ от ФСЕС за регулаторния период от 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.**

НЕК ЕАД прогнозира недостиг на предвидените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. средства за компенсиране на обществения доставчик за закупена електроенергия от ВИ до 4 MWh в размер на 380 650 хил. лв. с аргумента, че за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г. по отчет средствата за компенсиране са достигнали 308 000 хил. лв., а в следващите месеци май и юни количествата електрическа енергия от ВяЕЦ и ФЕЦ неминуемо ще се увеличат.

Горното възражение Комисията приема за основателно. В тази връзка по-долу в мотивите към настоящото решение е предвидена компенсация на обществения доставчик за разходи за електрическа енергия от ВЕИ от ФСЕС за регулаторния период от 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

## **9. По разполагаемостта за допълнителни услуги**

Отчитайки изискванията на чл. 105, ал. 6 от ЗЕ и чл. 6, ал. 2 от ПТЕЕ, определените прогнозни месечни количества електрическа енергия за изкупуване от обществения доставчик за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., климатичните условия, както и

динамиката в потреблението на електрическа енергия, НЕК ЕАД, като страна по СИЕ и производител на електрическа енергия от ВЕЦ, допуска за възможно в определен период от месеца да не може да изпълни разпорежданията на оператора на преносната мрежа.

Горното възражение Комисията приема за основателно, като по-горе в мотивите към настоящото решение са коригирани помесечните количества на производителите със сключени СИЕ.

## **10. По прогнозните количества електрическа енергия за продажба на крайните снабдители**

Общественият доставчик обръща внимание на значителните разминавания за последните три регулаторни периода между заявените от крайните снабдители количества електрическа енергия и реално отчетените такива, като само за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е отчетен недостиг от 2 208 383 MWh. Счита, че увеличението на доставените количества е последица от очерталата се през последните три години тенденция за завръщане на крайни небитови клиенти от свободен на регулиран пазар, която крайните снабдители сериозно подценяват. В тази връзка НЕК ЕАД прави искане за преразглеждане на прогнозните количества електрическа енергия за регулиран пазар и настоява КЕВР да изиска от крайните снабдители актуална прогноза за необходимите количества електрическа енергия за осигуряване потреблението на клиентите им и съответно тяхното месечно разпределение за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Във връзка с горното Комисията с писмо с изх. № Е-13-01-36 от 19.06.2019 г. е изисквала от крайните снабдители да представят в КЕВР актуална прогноза за необходимите количества електрическа енергия за осигуряване потреблението на клиентите им и съответно тяхното месечно разпределение за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. С писма с вх. № Е-13-01-36 от 21.06.2019 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-49-16 от 24.06.2019 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-01-36 от 21.06.2019 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и вх. № Е-13-01-36 от 24.06.2019 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД крайните снабдители са представили изисканата информация, която е отразена в т. III на настоящото решение.

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

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

– 12 979 765 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар;

– 3 851 919 MWh са предназначени за реализиране на борсовия пазар, като разликата между по-високите от пазарните цени (по които НЕК ЕАД изкупува електрическата енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ) и прогнозната пазарна цена се компенсира с плащания от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ на основание чл. 36б, ал. 1, т. 1 от ЗЕ.

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

<b>Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик</b>				
	ПОЗИЦИЯ	Прогноза за регулаторния период		Средна цена на електрическата енергия
		MWh	хил.лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	3 000 000	161 700	53,90
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	604 872	42 583	70,40

<b>Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик</b>				
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 752 000	237 046	135,30
4	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 840 850	639 269	225,03
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 427 416	705 061	159,25
6	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 1 MW	8 260	2 141	259,22
7	ВИ под 1 MW	346 367	105 853	305,61
<b>8</b>	<b>Средна покупна цена на обществения доставчик</b>	<b>12 979 765</b>	<b>1 893 653</b>	<b>145,89</b>

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 SO<sub>2</sub> & NO<sub>x</sub> модернизация, тъй като към момента КЕВР не е одобрявала изменение на финансовия модел на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД.

Разходите за електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД са остойностени по изчислените разходи за произведен 1 MWh в т. II.3 от мотивите към настоящото решение, а количествата са определени съгласно заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката.

Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, са изчислени на база отчетни данни за производството за 2018 г.

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са съобразени с изменената разпоредба на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г. и Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. на КЕВР.

## **2. 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. Надценката е запазена на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР, в размер на 2,29% от средната покупна цена за енергия на обществения доставчик – 3,34 лв./MWh.

## **3. 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	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	604 872	42 583	70,40
2	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	3 000 000	161 700	53,90
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 752 000	171 828	98,08
4	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 840 850	278 618	98,08
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 427 416	434 221	98,08
6	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 1 MW	8 260	747	90,49
7	ВИ под 1 MW	346 367	30 895	89,20
8	Общо количество електрическа енергия необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	12 979 765	1 120 231	86,33
9	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“			3,34
<b>10</b>	<b>Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (p.8+p.9)</b>			<b>89,67</b>

Прогнозните пазарни цени на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници и на производителите с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изчислени съгласно Раздел IIIa от НРЦЕЕ. С оглед равнопоставеност на производителите, идентичен подход е използван при определянето на прогнозната пазарна цена на тези със сключени СИЕ, като мотиви са изложени в т. 1.1.

В изпълнение на чл. 21, т. 21, изр. второ от ЗЕ, съгласно който Комисията 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 чл. 94, КЕВР не е определила разполагаемост, съответно цена на дружеството. Със заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г., министърът на енергетиката налага на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД допълнително задължение за обслужване на обществото, състоящо се в предоставяне на НЕК ЕАД на допълнителни количества електрическа енергия за задоволяване на нуждите на регулирания пазар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. в размер на 200 MW средногодишно или общо за регулаторния период до 1 752 000 MWh. Съгласно чл. 70, ал. 1 във връзка с ал. 4 от ЗЕ министърът на енергетиката може да налага на енергийните предприятия допълнителни задължения за обслужване на обществото, като извършените от енергийните предприятия допълнителни разходи се признават като разходи по чл. 35 от ЗЕ. Причината за издаване на горната заповед е невъзможността ЕСО ЕАД да си осигури необходимия резерв за допълнителни услуги, което би довело до застрашаване на сигурността на снабдяването с електрическа енергия. Във връзка с гореизложеното и предвид обстоятелството, че допълнителните услуги, свързани с регулиране на електроенергийната система за осигуряване на сигурността на снабдяването ЕСО ЕАД е в невъзможност да получи в достатъчен обем от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, са намалени количествата, при които с оглед постигане на най-ниска цена централите са натоварени, съответно на 93% - „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и 95% - „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД и заместени с количества от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, съгласно заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката. В тази връзка е целесъобразно и икономически обосновано за количествата електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, които заместват количества електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица

Изток 3<sup>а</sup> АД, прогнозната пазарна цена да е идентична с тази на производителите със сключени СИЕ. Допълнителен аргумент в тази връзка представлява и обстоятелството, че на основание чл. 112, ал. 2 т. 1 от ЗЕ операторът на пазара може да откаже да потвърди графика на обществения доставчик, ако не е спазено задължението за предоставяне на резерв и допълнителни услуги по договори с оператора на преносната мрежа, което би довело до недостиг на електрическа енергия за задоволяване нуждите на регулирания пазар. Следователно допълнителните количества, съответно разходи, наложени на „ТЕЦ Марица изток 2<sup>а</sup>“ ЕАД, са свързани изцяло с нуждите на регулирания сегмент от пазара и прехвърляне на по-голям обем от тях в разходите за компенсиране от цената за задължения към обществото, която се заплаща от всички крайни клиенти, може да се квалифицира като кръстосано субсидиране в нарушение на чл. 31, т. 6 от ЗЕ.

**Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е 89,67 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 3,34 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходимими годишни приходи – 1 163 896 хил. лв. и енергия – 12 979 765 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 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, приходите от която цена се управляват от ФСЕС с оглед покриване на разходите на обществения доставчик по чл. 93а, чл. 94 от ЗЕ и премиите за производителите по чл. 162а от ЗЕ, § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г., и § 34, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г. – чл. 36б от ЗЕ.

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

- разходи на ФСЕС за изплащане на премии по чл. 162а от ЗЕ, § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г., и § 34, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 21.05.2019 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. 93а и чл. 94 от ЗЕ през новия ценови период;

- разходи за компенсиране на разходи за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. на обществения доставчик;

- разходи за компенсиране на ФСЕС във връзка с Наредба № Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г. за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници (ННТРЕВИ);

- разходи на обществения доставчик за дължимата вноска по чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ от производителите със сключени споразумения за закупуване на енергия (СИЕ);

Приходите на фонда са оценени на 1 173 640 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.

Пълният размер на приходите от продажба на квоти емисии е оценен на 861 450 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), трендът на повишение на цените на квотите и докладът на Европейската комисия (ЕК) от 14.05.2019 г. относно общия брой квоти в обращение за целия ЕС през 2018 г. за целите на Резерва за

пазарна стабилност. В съответствие с чл. 1, параграфи 4 и 5 на Решение № 2015/1814 на Европейския парламент и на Съвета относно създаването и функционирането на резерв за стабилност на пазара към схемата на Съюза за търговия с емисии на парникови газове и за изменение на Директива 2003/87/ЕО, ЕК публикува общия брой квоти в обращение всяка година до 15 май на следващата година. Общият брой квоти в обращение за дадена година е натрупаният брой квоти, издадени в периода от 1 януари 2008 г., включително броят на разпределените квоти съгласно член 13, параграф 2 от Директива 2003/87/ЕО през този период и правата за ползване на международни кредити, упражнени от инсталациите, попадащи в обхвата на СТЕ на Съюза, по отношение на емисии до 31 декември от съответната година, минус натрупаните тонове проверени емисии от инсталациите в СТЕ на Съюза между 1 януари 2008 г. и 31 декември на същата тази година, всички квоти, отменени в съответствие с член 12, параграф 4 от Директива 2003/87/ЕО, и броят на квотите в резерва. Всяка година определен брой квоти, равен на 24% от общия брой на квотите в обращение, се изважда от количеството квоти, което ще бъде продавано на търг в държавите членки съгласно член 10, параграф 2 от Директива 2003/87/ЕО, и се прехвърля в резерва за период от 12 месеца с начало 1 септември от съответната година, освен когато броят квоти за прехвърляне в резерва е по-малък от 100 милиона.

Въз основа на прогнозата за следващия ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с производството на електрическа енергия, приходите във Фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 312 190 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 съгласно изискването на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

Предвид динамиката и волатилността на цените на квотите за емисии на парникови газове през втората половина на 2018 г. и началото на 2019 г. (през 2018 г. средната цена, по която Фондът получава приходи, е в размер на 15,80 €/тон, а през първото тримесечие на 2019 г. – 21,12 €/тон) и повишените цени на свободния пазар, които рефлектират върху приходите по чл. 36е от ЗЕ, във ФСЕС е натрупан излишък от средства, който се оценява към настоящия момент на около 478 000 хил. лв. Излишъкът се дължи и на по-високите вноски по чл. 36е от ЗЕ, които общественият доставчик следва да внесе, предвид отчетените по-високи средни цени съгласно сключените СИЕ с ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“.

Горните средства, на основание чл. 36б, ал. 1, т. 1 от ЗЕ, следва да се използват за компенсиране на извършени от обществения доставчик разходи, произтичащи от задълженията му по чл. 93а и чл. 94, определени с решение на Комисията, включително за минали регулаторни периоди, които са представени в следващата таблица:

<b>Разпределение на натрупания излишък от средства във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“</b>		
		хил. лв.
1.	Компенсация на обществения доставчик за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ за регулаторния период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г., както и разходи за доплащане при промяна на цената по НПИ, в т.ч.:	13 461
1.1.	ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“	5 220
1.2.	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	8 241
2.	Компенсация на обществения доставчик във връзка с по-високи средни цени, съгласно сключените СИЕ с ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“ за регулаторния период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г., както и разходи за доплащане при промяна на цената по НПИ, в т.ч.:	276 134
2.1.	ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“	108 437
2.2.	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	167 698
3.	Компенсация на обществения доставчик във връзка със Заповед № Е-РД-16-193 от 09.04.2019 г. на министъра на енергетиката относно допълнително задължение за обслужване на обществото, наложено на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, състоящо се в предоставяне на НЕК ЕАД на допълнителни количества електрическа енергия над квотата, определена с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР, в размер на до 600 000 MWh	33 576

Разпределение на натрупания излишък от средства във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“		
4.	Компенсация на обществения доставчик във връзка със Заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката относно допълнително задължение за обслужване на обществото, наложено на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, състоящо се в предоставяне на НЕК ЕАД на допълнителни количества електрическа енергия над квотата, определена с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР, в размер на до 80 000 MWh	4 477
5.	Компенсация на обществения доставчик за разходи, свързани с постановени от КЕВР през предходния ценови период решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за изминали регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения	12 037
6.	Компенсация на обществения доставчик за разходи за електрическа енергия от ВЕИ с инсталирана мощност под 4 MW за регулаторния период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	16 802
7.	Средства, използвани в Решение № Ц-16 от 31.10.2018 г.	30 000
8.	Компенсация на обществения доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ вноска по чл. 36е от ЗЕ	74 685
9.	Компенсация на обществения доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	17 157
<b>10.</b>	<b>Общо</b>	<b>478 328</b>

Фондът следва да покрива от приходите си през периода от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. и разходи за компенсация на предвидените облекчения по ННТРЕВИ във връзка с намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници в размер на 20 207 хил. лв.

В частта невъзстановени разходи на обществения доставчик от предходни ценови периоди, за които ФСЕС следва да компенсира НЕК ЕАД, са включени единствено невъзстановените разходи на обществения доставчик за предходния регулаторен период. По отношение на останалите разходи, предявени от обществения доставчик за възстановяване, след допълнителен анализ и проверка, в която да се установи техният реален размер, както и каква част от тях следва да бъдат класифицирани реално като тарифен дефицит, следва да се изготви дългосрочен механизъм, чрез който тези некомпенсирани средства да бъдат възстановени на дружеството от ФСЕС през следващи ценови периоди при спазване на принципите, заложи в ЗЕ, сред които са: осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, 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 електропреносни и електроразпределителни мрежи, свързани с осъществяването на услуги от обществен интерес.

Предявените от обществения доставчик за компенсация от ФСЕС разходи, свързани с постановени от КЕВР решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за изминали регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения преди 2018 г., не са включени в цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, тъй като същите се компенсират от надветите средства от компонентата за енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в резултат на по-малкото изкупени количества електрическа енергия от комбинирано производство спрямо включените в цената за задължения към обществото. Посочената в таблицата по-горе сума отразява разходи на обществения доставчик във връзка с Решение № Ц-3 от 28.02.2019 г. на КЕВР, Решение № Ц-4 от 28.02.2019 г. на КЕВР, Решение № Ц-5 от 28.02.2019 г. на КЕВР, Решение № Ц-11 от 28.03.2019 г. на КЕВР и Решение № Ц-12 от 28.03.2019 г.

Претендираните от НЕК ЕАД разходи от арбитражни и съдебни дела не следва да бъдат признавани по аргументи, изложени по-горе в т. IV от мотивите на това решение.

Предвид горното, приходите на ФСЕС, които могат да се използват за намаляване на цената за задължения към обществото, са в размер на 1 150 311 хил. лв. (841 243 хил. лв. от търговете на квоти за емисии на парникови газове, които следва да се използват за

намаляване на компонентите на цената за ВЕИ и ВЕКП и 309 068 хил. лв. от приходите по чл. 36е от ЗЕ, които следва да се използват за намаляване на компонентите на цената за ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“).

Разходите, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото, са представени по-долу.

Некомпенсираните разходи на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и по сключените СИЕ, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на тази електрическа енергия и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

Некомпенсираните разходи на НЕК ЕАД за електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД се формират като разлика от изчислените разходи за произведен 1 MWh в т. П.3 от мотивите на това решение за количествата, определени съгласно заповед № Е-РД-16-412 от 14.06.2019 г. на министъра на енергетиката и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

Прогнозната пазарна цена и разходите за ВЕИ са представени в следващата таблица:

		Количества	Разходи по преференциална цена	Прогнозна пазарна цена	Средства за компенсиране	Компонента от цената
		MWh	хил. лв.	лв./MWh	хил. лв.	лв./MWh
<b>I</b>	<b>ВЕЦ &lt; 10 MW</b>	<b>678 433,42</b>	<b>106 010,75</b>	<b>83,36</b>	<b>49 456,54</b>	<b>1,48</b>
1	ФОНД	519 986,50	82 549,93	83,36	39 203,86	1,17
2	НЕК ЕАД	158 446,92	23 460,81	83,36	10 252,68	0,31
<b>II</b>	<b>ВяЕЦ</b>	<b>1 313 551,18</b>	<b>240 624,94</b>	<b>84,15</b>	<b>130 089,61</b>	<b>3,88</b>
1	ФОНД	1 283 526,17	235 530,85	84,15	127 522,12	3,80
2	НЕК ЕАД	30 025,01	5 094,09	84,15	2 567,48	0,08
<b>III</b>	<b>ФтЕЦ</b>	<b>1 240 879,05</b>	<b>604 412,66</b>	<b>96,35</b>	<b>484 853,97</b>	<b>14,46</b>
1	ФОНД	1 083 139,01	532 108,20	96,35	427 747,75	12,76
2	НЕК ЕАД	157 740,05	72 304,47	96,35	57 106,21	1,70
<b>IV</b>	<b>Биомаса</b>	<b>292 391,52</b>	<b>98 961,95</b>	<b>87,87</b>	<b>73 269,50</b>	<b>2,19</b>
1	ФОНД	253 751,49	82 206,75	87,87	59 909,61	1,79
2	НЕК ЕАД	38 640,03	16 755,20	87,87	13 359,90	0,40
<b>V</b>	<b>Общо ВЕИ</b>	<b>3 525 255,18</b>	<b>1 050 010,30</b>	<b>88,60</b>	<b>737 669,61</b>	<b>22,00</b>
1	ФОНД	3 140 403,17	932 395,73	88,53	654 383,34	19,52
2	НЕК ЕАД	384 852,01	117 614,57	89,20	83 286,27	2,48

Прогнозната пазарна цена и разходите за електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са представени по-долу, както следва:

		Количества	Разходи по преференциална цена	Прогнозна пазарна цена	Средства за компенсиране	Компонента от цената
		MWh	хил. лв.	лв./MWh	хил. лв.	лв./MWh
<b>I</b>	<b>ВЕКП</b>	<b>2 921 070</b>	<b>566 250</b>	<b>90,49</b>	<b>301 923</b>	<b>9,01</b>
1	ФСЕС	2 911 715	563 825	90,49	300 344	8,96
2	НЕК ЕАД	9 355	2 425	90,49	1 578	0,05

Формирането на цената за задължения към обществото е представено по-долу:



<b>Формиране на цена за задължения към обществото</b>				
		Потребление на вътрешен пазар, MWh	Разходи за компенсирване, хил.лв.	Компонента от цената, лв./MWh
<b>1</b>	<b>ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“</b>	<b>33 523 428</b>	<b>224 212</b>	<b>6,68</b>
1.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“	33 523 428	400 724	11,95
1.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	-	-
1.1.2.	НЕК ЕАД	33 523 428	400 724	11,95
1.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	-176 512	-5,27
<b>2</b>	<b>ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“</b>	<b>33 523 428</b>	<b>168 377</b>	<b>5,02</b>
2.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“	33 523 428	300 933	8,98
2.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	-	-
2.2.2.	НЕК ЕАД	33 523 428	300 933	8,98
2.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	-132 556	-3,95
<b>3</b>	<b>ТЕЦ „Марица изток 2“</b>	<b>33 523 428</b>	<b>65 217</b>	<b>1,95</b>
3.1.	Некомпенсирани разходи за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД във връзка със заповед № Е-РД-16-417 от 18.06.2019 г. на министъра на енергетиката относно допълнително задължение за обслужване на обществото, наложено на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, състоящо се в предоставяне на НЕК ЕАД на допълнителни количества електрическа енергия за задоволяване нуждите на регулирания пазар за периода от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г., в размер на 200 MW средногодишно или общо за регулаторния период до 1 750 000 MWh	33 523 428	65 217	1,95
3.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	0	-
3.1.2.	НЕК ЕАД	33 523 428	65 217	1,95
3.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	0	0,00
<b>4</b>	<b>ВЕИ</b>	<b>33 523 428</b>	<b>167 307</b>	<b>4,99</b>
4.1.	Некомпенсирани разходи за ВЕИ	33 523 428	737 670	22,00
4.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	654 383	19,52
4.1.2.	НЕК ЕАД	33 523 428	83 286	2,48
4.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	-570 363	-17,01
<b>5</b>	<b>Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия</b>	<b>33 523 428</b>	<b>31 042</b>	<b>0,93</b>
5.1.	Некомпенсирани разходи за централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	33 523 428	301 923	9,01
5.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	300 344	8,96
5.1.2.	НЕК ЕАД	33 523 428	1 578	0,05
5.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	-270 880	-8,08
<b>6</b>	<b>ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО</b>	<b>33 523 428</b>	<b>656 156</b>	<b>19,57</b>

Съгласно чл. 34, ал. 6 и чл. 35, ал. 5 от ЗЕ невъзстановяемите разходи и тези за задължения към обществото се разпределят по прозрачен начин между всички крайни клиенти, включително ползващите електрическа енергия от внос, присъединени към електроенергийната система, оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи. Цената за задължения към обществото се изчислява върху цялото потребление на електрическа енергия в страната и съгласно чл. 35а от ЗЕ се заплаща от всички крайни клиенти, включително оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, като за клиентите на регулирания пазар е включена в цената за активна енергия на крайните снабдителите, а за клиентите на свободния пазар като добавка към договорената цена на електрическата енергия.

Въз основа на изложеното по-горе 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 компенсирани на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, е 19,57 лв./MWh, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 4,99 лв./MWh.

Предвид гореизложеното следва да бъде утвърдена цена за задължения към обществото, приходите от която се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, в размер на 19,57 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 4,99 лв./MWh, компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 0,93 лв./MWh, компонента, отразяваща невъзстановяемите разходи, произтичащи от споразумението за изкупуване на енергия от „Ей И Ес –ЗС Марица Изток 1“ ЕООД, в размер на 6,68 лв./MWh, компонента, отразяваща невъзстановяемите разходи, произтичащи от споразумението за изкупуване на енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, в размер на 5,02 лв./MWh и компонента, отразяваща допълнителни задължения към обществото, наложени на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, в размер на 1,95 лв./MWh. 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, електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

## **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-13-41-34 от 29.03.2019 г., заявление с вх. № Е-13-41-35 от 29.03.2019 г. и заявление с вх. № Е-13-41-52 от 21.05.2019 г.

### **1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация**

Със заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-41-34 от 29.03.2019 г., допълнено със заявление с вх. Е-13-41-52 от 21.05.2019 г., ЕСО ЕАД е предложило цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,46 лв./MWh, без ДДС, цена за достъп до електропреносната мрежа за производители в размер на 2,39 лв./MWh, без ДДС, и цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 12,60 лв./MWh, без ДДС.

Със заявление с вх. № Е-13-41-35 от 29.03.2019 г. дружеството предлага цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, в размер на 3,02 лв./MWh.

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

Цени	Утвърдени с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г. (лв./MWh)	Изменение, %
Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	1,39	0,46	-66,90%
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	-	2,39	-
Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	8,45	12,60	49,11%
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	3,02	3,02	0,00%

### 1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 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 33 400 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 14 428 хил. лв., в т.ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 4 910 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 2 602 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 2 758 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 575 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 3 583 хил. лв.;

1.1.3. Регулаторна база на активите – 29 041 хил. лв.;

1.1.4. Норма на възвръщаемост – 3,00%.

### 1.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.2.1. Прогнозни количества електрическа енергия, доставена за продажба на територията на страната – 33 400 000 MWh и за износ съответно 8 120 000 MWh. Общото количество, на база на което ЕСО ЕАД ще реализира приходи, е 41 520 000 MWh.;

1.2.2. Условно-постоянни разходи – 14 428 хил. лв., в т.ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 4 910 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 2 602 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 2 758 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 575 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 3 583 хил. лв.;

1.2.3. Разходи за студен резерв – 57 100 хил. лв.;

1.2.4. Разходи за резерв за услуги – 26 352 хил. лв.;

1.2.5. Регулаторна база на активите – 39 473 хил. лв.;

1.2.6. Норма на възвръщаемост – 3,00%.

### 1.3. 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:

1.3.1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 33 400 000 MWh;

1.3.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 270 271 хил. лв., в т.ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 80 263 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 42 539 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 85 889 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 19 796 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 41 784 хил. лв.;

1.3.3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 136 059 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос и остойностени по цената, по която ЕСО ЕАД закупува електрическа енергия от платформата „Централизиран пазар за двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, в размер на 109,55 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 36,75 лв./MWh;

1.3.4. Регулаторна база на активите – 2 000 172 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал (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 – 40 055 хил. лв.;

1.3.5. Норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.3.6. Приходи от реактивна енергия – 12 000 хил. лв.;

1.3.7. Приходи от предоставяне на преносна способност – 50 100 хил. лв.;

1.3.8. Недовзет приход по чл. 27а от НРЦЕЕ – 16 686 хил. лв.

#### **1.4. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия**

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.4.1. Разходи за осигуряване на допълнителен резерв – 8 784 хил. лв.;

1.4.2. Норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.4.3. Регулаторна база на активите – 1 100 хил. лв.;

1.4.4. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена от ФЕЦ и ВяЕЦ – 2 919 535 MWh.

## **2. Становище на ЕСО ЕАД по доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

С писмо с вх. № Е-13-41-54 от 04.06.2019 г. ЕСО ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

### **2.1. По отношение на цената за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти**

ЕСО ЕАД възразява срещу извършената корекция в посока намаление с 2 025 хил. лв. на условно-постоянните разходи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа, с аргумента, че дружеството получава приходи за междуоператорско компенсирание при взаимно използване на мрежите в случаите на намален износ на електрическа енергия. За предстоящия регулаторен период прогнозираните от ЕСО ЕАД количества на износа са предвидени на нивата на отчетените през 2018 г., като отчетените разходи за компенсации по ИТС Механизма за 2018 г. са в размер на 5 099 хил. лв., при отчетени приходи в размер на 3 404 хил. лв. (вкл. приходи от периметрична такса). При запазване на количествата електрическа енергия за износ, ЕСО ЕАД ще дължи съответните компенсации по ИТС Механизма, които няма да бъдат компенсирани от приходите.

Горното възражение Комисията приема за основателно, като необходимата корекция е отразена в т. 3.1.

## **2.2. По отношение на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители**

ЕСО ЕАД възразява срещу извършената корекция в посока намаление с 2 025 хил. лв. на условно-постоянните разходи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа, с аргумента, че дружеството получава приходи за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на мрежите в случаите на намален износ на електрическа енергия. За предстоящия регулаторен период прогнозираните от ЕСО ЕАД количества на износа са предвидени на нивата на отчетените през 2018 г., като отчетените разходи за компенсации по ИТС Механизма за 2018 г. са в размер на 5 099 хил. лв., при отчетени приходи в размер в размер на 3 404 хил. лв. (вкл. приходи от периметрична такса). При запазване на количествата електрическа енергия за износ, ЕСО ЕАД ще дължи съответните компенсации по ИТС Механизма, които няма да бъдат компенсирани от приходите.

С цел по-голяма и навременна събираемост на вземанията за цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, с изключение на такива от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електроразпределителните мрежи, дружеството предлага при постановяване на окончателното решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ да се регламентира механизъм за заплащане на тази цена, а именно: „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.“

Горното възражение Комисията приема за основателно, като необходимата корекция е отразена в т. 3.2.

## **2.3. По отношение на цената за пренос през електропреносната мрежа**

Дружеството изразява несъгласие с намалението с 27 928 хил. лв. на разходите за амортизации, като обръща внимание, че те следва да са на нивото на необходимите средства, които да обезпечат инвестиционната програма за регулаторния период. Отбелязва, че отчетените за 2018 г. разходи за инвестиционни дейности по пренос на електрическа енергия са в размер на 117 547 хил. лв., а планираните за 2019 г. – в размер на 122 381 хил. лв. Отчитайки горния факт, ЕСО ЕАД 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.

Електропреносният оператор възразява също така и срещу корекцията на разходите за въоръжена и противопожарна охрана със 707 хил. лв. и за безплатна предпазна храна със 795 хил. лв. до ниво отчет за 2018 г. с аргумента, че предложените от дружеството стойности са следствие от увеличението на минималната работна заплата за страната от 510 лв. на 560 лв., считано от 01.01.2019 г.

По отношение на регулаторната база на активите ЕСО ЕАД посочва, че при отчетени счетоводни амортизации за дейността „пренос на електрическа енергия“ в размер на 95 639 хил. лв. и признати в Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР амортизации в размер на 53 770 хил. лв., остават непризнати разходи в размер на 41 869 хил. лв. Дружеството очаква с тези разходи да се намали и балансовата стойност на непризнатата преоценка в размер на 670 732 хил. лв. (712 601 хил. лв. – 41 869 хил. лв.), като по този начин би се спазил по-точно принципът: операторът на електропреносната мрежа да реализира възвръщаемост върху активи, на база извършени инвестиции.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно, като мотивите се съдържат в изложеното по т. 3.3.

## **2.4. По отношение на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи**

С цел по-голяма и навременна събираемост на вземанията за цената за достъп до електропреносната мрежа от производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електроразпределителните мрежи, дружеството предлага при постановяване на окончателното решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ да се регламентира механизъм за заплащане на тази цена, който е приложим и към момента, а именно: „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.“

Комисията приема предложението на ЕСО ЕАД за целесъобразно с оглед постигане на яснота по отношение на реда и начина на събиране на задълженията, произтичащи от заплащането на цената за достъп от посочените производители.

## **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 Закона за енергетиката, 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 количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 33 400 000 MWh на 33 523 428 MWh, като са взети предвид данните за предходния ценови период и е отчетена тенденцията за увеличение на потреблението от началото на годината.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 14 428 хил. лв. на 13 225 хил. лв., тъй като разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски и социалните разходи, разходите за горива и тези за информационни услуги са запазени на ниво отчет през базисната година, а заявените разходи за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на мрежите са признати в размер на 1 695 хил. лв., във връзка с изложените от дружеството аргументи в представеното с писмо с вх. № Е-13-41-54 от 04.06.2019 г. становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, НОК 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. Променена е структурата на активите, относима към цената за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, като в тази връзка стойността на РБА е в размер на 19 647 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е запазена на 3%.

<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти</b>				
<b>№</b>	<b>Позиция</b>	<b>Мярка</b>	<b>Предложени от дружеството</b>	<b>Коригирани стойности</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
1	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	14 428	13 225
2	Възвръщаемост	хил.лв.	871	593
3	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил.лв.	15 300	13 817
4	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MW*h	33 400 000	33 523 428
<b>5</b>	<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС</b>	<b>лв./MWh</b>	<b>0,46</b>	<b>0,41</b>

### **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 количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 41 520 000 MWh на 41 553 428 MWh, като са взети предвид данните за предходния ценови период и е отчетена тенденцията за увеличение на потреблението от началото на годината, както и износет на електрическа енергия от страната.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 14 428 хил. лв. на 13 225 хил. лв., тъй като разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски и социалните разходи, разходите за горива и тези за информационни услуги са запазени на ниво отчет през базисната година, а заявените разходи за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на мрежите са признати в размер на 1 695 хил. лв., във връзка с изложените от дружеството аргументи в представеното с писмо с вх. № Е-13-41-54 от 04.06.2019 г. становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, НОК 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. Променена е структурата на активите, относима към цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, като в тази връзка стойността на РБА е преизчислена в размер на 19 647 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е запазена на 3%.

Извършена е корекция на разходите за резерв за допълнителни услуги, като те отразяват допълнителен резерв в размер на 200 MW, тъй като останалите 100 MW представляват допълнителен резерв за балансиране на инсталираните мощности с динамично променяща се генерация и са отразени в цената по т. 1.4.

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 студен резерв въз основа на тръжна процедура. В тази връзка са отчетени параметрите на 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 студен резерв през настоящия ценови период. Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, е както следва:

<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители</b>			
<b>№</b>	<b>Позиция</b>	<b>Мярка</b>	<b>Коригирани стойности</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
1	Разходи за студен резерв	хил. лв.	56 940
2	Разходи за резерв за услуги	хил. лв.	17 520
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	13 225
4	Възвръщаемост	хил. лв.	593
5	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	88 277
6	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	41 553 428

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. 1.4.

<b>Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия</b>		
	Необходими приходи	Количества
ОБЩО	88 277	41 553 428
Производители с динамично променяща се генерация	6 202	2 919 535
Производители, с изкл. на производителите с динамично променяща се генерация	82 075	38 633 893

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

<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители</b>				
<b>№</b>	<b>Позиция</b>	<b>Мярка</b>	<b>Предложени от дружеството</b>	<b>Коригирани стойности</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
1	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	99 065	82 075
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	41 520 000	38 633 893
3	<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС</b>	лв./MWh	<b>2,39</b>	<b>2,12</b>



### 3.3. Цена за пренос през електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 33 400 000 MWh на 33 523 428 MWh, във връзка с изложеното в т. 2.1.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 270 271 хил. лв. на 232 239 хил. лв., тъй като разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски и социалните разходи, разходите за ремонт и поддръжка, разходите за горива, материали за текущо поддържане, застраховки, местни данъци и такси, пощенски разходи, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, проверка на уреди, вода и отопление, безплатна храна, охрана на труда, командировки, други външни услуги, обучение и квалификация, данъци, удържани по ЗКПО и разходите за достъп през чужди съоръжения са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за представителни цели, както и тези за делегации, стипендии и такси на БНЕБ ЕАД са извадени от структурата на разходите. Разходите за амортизации са преизчислени от 85 889 хил. лв. на 57 961 хил. лв. чрез прилагане на коефициент, отразяващ стойността на активите преди преоценка върху амортизационната квота.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, в изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, НОК е преизчислен на 36 777 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.

Регулаторната база на активите на ЕСО ЕАД, като правоприменник на дейността „пренос на електрическа енергия“ от 04.02.2014 г., е коригирана със 712 601 хил. лв. във връзка с преоценка 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 1 284 293 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е запазена на 3%.

Приходите от преносна способност са оценени на 49 000 хил. лв.

Технологичните разходи по преноса на електрическа енергия са остойностени по 91,45 лв./MWh, в съответствие с определената по-горе прогнозна пазарна цена, към която е прибавена цената за задължения към обществото.

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.	270 271	232 239
2	Възвръщаемост	хил. лв.	60 005	38 529
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	136 059	103 249
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.	16 686	16 686
5	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-12 000	-12 000
	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-50 100	-49 000
6	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	404 235	329 702

<b>Цена за пренос през електропреносната мрежа</b>				
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	33 400 000	33 523 428
8	<b>Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС</b>	лв./MWh	<b>12,60</b>	<b>9,83</b>

### **3.4. 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 по чл. 26, ал. 3 от НРЦЕЕ, 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, предоставянето на студен резерв и 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 на справедливо прехвърляне на разходите за системни услуги, в т.ч. допълнителни и спомагателни услуги, студен резерв и за технологични разходи, върху ползвателите на преносната мрежа и при отчитане на дела и

характера на производството на електрическа енергия от тези източници, предизвикващи непринудени случайни отклонения и смущения в електроенергийната система, за чието балансиране отговаря операторът на преносната 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 ENTSO-E.

В цените за достъп на ЕСО ЕАД по т. 2.1. и т. 2.2. 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 електроенергийната система 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 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 по т. 2.2.

В регулаторната база на активите 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. Нормата на възвръщаемост е коригирана на 3%.

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:

<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация</b>			
<b>№</b>	<b>Позиция</b>	<b>Мярка</b>	<b>Коригирани стойности</b>
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв	хил. лв.	8 760
2	Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената по т.2.2.	хил. лв.	6 202
3	Възвръщаемост	хил. лв.	56
4	Необходими приходи	хил. лв.	15 018
5	Прогнозни количества	MWh	2 919 535
6	Цена за достъп	лв./MWh	5,14

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

**1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,41 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 13 817 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 523 428 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 2,12 лв./MWh, без ДДС, която се дължи от производители на електрическа енергия, с изключение на тези от слънчева и вятърна енергия, при необходимими годишни приходи 82 075 хил. лв. и количества електрическа енергия 38 633 893 MWh.**

**3. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 9,83 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 329 702 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 523 428 MWh.**

**4. 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 5,14 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 15 018 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 2 919 535 MWh.**

**5. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената за достъп по т. 2 или т. 4 на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.**

## **VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА**

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-40 от 29.03.2019 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-262-27 от 29.03.2019 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД и с вх. № Е-13-273-22 от 29.03.2019 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-13-09-14 от 15.04.2019 г., с което е предоставена прогнозна информация за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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 от НРЦЕЕ е проведен регулаторен преглед, въз основа на който да бъдат утвърдени цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за втората година от петия 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 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие 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. Предмет на настоящото административно производство е утвърждаването на необходими приходи и цени на електроразпределителните дружества за втория ценови период от петия регулаторен период. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 3 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи, респективно цените, 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 покупка и продажба на електрическа енергия, както и за разлика в разходи, предизвикани от промяна в броя на клиентите – чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ. Необходимите годишни приходи се изменят и поради 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 във връзка с корекциите на утвърдените през предходния ценови период необходими годишни приходи и цени на електроразпределителните дружества и при отчитане на постигнатите резултати, Комисията прилага следния общ подход:

В съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия 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 петия 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.

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. 3 и ал. 6 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 2,8% за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт относно индекса на потребителските цени за 2018 г.

### **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 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. 3, 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 петия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през 2018 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 „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с вх. № Е-13-62-58 от 13.05.2019 г., от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с вх. № Е-13-262-48 от 20.05.2019 г., от „Електроразпределение Север“ АД с вх. № Е-13-273-36 от 14.05.2019 г. и от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД с вх. № Е-13-09-20 от 15.05.2019 г., на основание чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

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

### 2.1. „ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00971 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03245 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01796 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00519 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени със заявление с вх. № Е-13-62-40 от 29.03.2019 г. и действащите цени на дружеството:

<b>„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД</b>			
Цени	Утвърдени с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение	0,00971	0,01275	+31,31%
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03245	0,04365	+34,51%
Цена за достъп до разпределителната мрежа за битови клиенти	0,00519	0,00581	+11,95%
Цена за достъп до разпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01796	0,01796	0,00%

#### 2.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД прогнозна информация

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората година от петия 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 123 906 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 109 088 хил. лв.;
- Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 72 444 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 61 734 хил. лв.;
- Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 116 581 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 9,06%;

- Разходи за балансиране – 4 604 хил. лв., в т.ч. разходи за балансиране за предстоящия ценови период – 3 249 хил. лв. и некомпенсирани разходи от предходни ценови периоди в размер на 1 355 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 53 209 хил. лв., при утвърдена за петия регулаторен период в размер на 39 201 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 693 726 хил. лв., при утвърдена за петия регулаторен период 587 722 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост на капитала – 7,67%, при утвърдена за петия регулаторен период 6,67%;
- Корекция с фактора  $Z$  – 22 080 хил. лв., при стойност на компонентата  $P_{t-2}$  – (плюс) 701 хил. лв.;
- Корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г., в размер на (минус) -167 хил. лв.;
- Допълнителна корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г., свързана с амортизации на въведени в експлоатация активи през 2018 г., но отчетени за 2017 г., в размер на 2 927 хил. лв.;
- Прогнозни количества електрическа енергия – 9 482 117 MWh.

### **2.1.2. Становище на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД по приетия от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

С писма с вх. № Е-13-62-66 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-13-62-66 от 14.06.2019 г. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е представило становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

#### **2.1.2.1. Прогнозна пазарна цена за технологичен разход**

Дружеството счита, че определената в доклада прогнозна годишна пазарна цена за базов товар в размер на 89,00 лв./MWh не отразява текущите и бъдещите очаквани пазарни ценови нива на електрическата енергия на свободния пазар, по които ще бъдат закупувани необходимите количества електрическа енергия за покриване на технологичния разход, със следните аргументи:

- подцененото влияние на постигнатите цени от „АЕЦ Козлудуй“ ЕАД на ЦПДД с период на доставка 2019 г. и на изчислената в доклада цена на електрическата енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, които са основните доставчици на базова енергия на организирания борсов пазар на дългосрочни продукти;
- несбъднатите очаквания за големи излишъци на електрическа енергия през втората половина на 2018 г. и първото тримесечие на 2019 г. в резултат на излизането на борсовия пазар на производители с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW, респективно надценения ефект върху ценовите нива на пиковата енергия от предстоящото участие и на производители от 1 MW до 4 MW, както и факта, че те произвеждат най-много енергия през лятото, когато дружеството купува най-малки количества;
- повишаването на износа.

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД посочва също така, че предвид по-ниската предложена стойност на прогнозната пазарна цена с около 9% под цената на сключените сделки за базова енергия с период на доставка до края на годината, изискванията на разпоредбата на чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ и непризнаването на реално постигнатия размер на технологичните разходи по преноса, предварително се залага негативен ефект за дружеството, който няма как да бъде компенсиран в края на ценовия период. В тази връзка предлага определената прогнозна пазарна цена за базов товар да бъде актуализирана в окончателното решение за цени от 01.07.2019 г, като се вземат предвид реално отчетените сделки и последните търгове, които ще се организират и сключат на платформата на БНЕБ ЕАД.



Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в т. I на настоящото решение. Не е подценено влиянието на постигнатите цени от „АЕЦ Козлудуй“ ЕАД на ЦПДД с период на доставка 2019 г., тъй като тези стойности са постигнати през м. декември от предходната година, а в края на годината, предвид високите цени на пазара ден напред и желанието на търговските участници да си подсигурят поне част от договорената с клиентите си електрическа енергия, се стигна до повишаване на цените. Подобна ситуация се наблюдаваше и в края на 2017 г., но постигнатата средна цена за базов товар през 2018 г. на пазара ден напред беше с около 5% по-ниска от тази на търговете на ЦПДД. Освен горното, ценовите очаквания на пазарните участници, закупили електрическа енергия за 2019 г., не се оправдаха за първите две тримесечия на годината, като средната пазарна цена за базов товар е под 89 лв./MWh, въпреки че през отделни периоди на първата половина на годината цените на българския борсов пазар достигнаха стойности, значително надхвърлящи постигнатите на регионалните борси.

Следва да се има предвид, че в чл. 38 от НРЦЕЕ са предвидени условията и редът, при които се отчита разликата между постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи и утвърдената прогнозна пазарна цена. Освен това, в чл. 40, ал. 2 от НРЦЕЕ във връзка с § 1, т. 16а от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ е предвидена възможност за Комисията да отчете изменението на определената прогнозна пазарна цена за базов товар, при условие, че е налице съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за този период, спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар.

#### **2.1.2.2. Признат размер на технологичния разход**

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД посочва, че закъснението в постигането на целевата стойност от 8% се дължи на приоритетността, заложената в инвестиционните планове на дружеството, която поставя на преден план инвестициите в надеждната и безаварийната работа на мрежата, в това число и критичната инфраструктура. За дружеството това са кабели 110 KV, които осигуряват захранването на столицата с електрическа енергия. Подмяната на всеки кабел изисква повече време за изпълнение на инвестицията, поради етапност на изпълнението и съобразяване с множество фактори, като основният е работата на държавните институции. Вследствие на изложените по-горе причини „ЧЕЗ Разпределение България“ АД влага по-малък процент средства в направлението „Подмяна на електромери и изнасяне на електромери на граница на собственост“ в сравнение с другите оператори, поради което и търпи последиците от по-голямата стойност на технологичния разход. Разбирането на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е, че Комисията трябва да отчете особеностите на електроразпределителната мрежа на територията на дружеството, както и да оцени нейното техническо състояние. Мрежовият оператор счита, че изводите в доклада противоречат на т. 4 от Методиката за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на електрическата енергия при пренос и разпределение на електрическа енергия, съгласно която следва да се отчетат реално достигнатите нива на технологичния разход и посочва, че въпреки задължението си Комисията не е анализирано статистическата информация за технологичните разходи на всяко енергийно предприятие, нито структурните особености на мрежата. Според дружеството занижените нива на технологичния разход и ниската прогнозна пазарна цена, по която са определени разходите на операторите за енергия за покриване на технологичния разход, ще поставят в риск сигурността на снабдяването, поради липса на свободен паричен ресурс и осигуряване на по-добро качество на мрежовите услуги. В резултат на гореизложеното дружеството настоява отчетеният за 2018 г. процент на технологичния разход от 9,06% да бъде използван при определяне на количествата за покриване на технологичния разход за периода 01.07.2019 – 30.06.2020 г.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в единния подход. Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното

предприятие 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 единствено с корекциите по глава трета от НРЦЕЕ.

Допълнителен аргумент е и обстоятелството, че одобренят среден номинален размер на инвестициите за петия регулаторен период на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и съответно включен в цените е с 24,5% по-висок спрямо този на „Електроразпределение Юг“ ЕАД и със 113% по-висок спрямо този на „Електроразпределение Север“ АД. В тази връзка дружеството следва да разходва тези средства за постигане на по-висока ефективност, в т.ч. оптимизация на оперативните разходи и намаляване на размера на технологичния разход. Определеното от Комисията ниво е напълно постижимо, като пример за това е отчетеният от „Електроразпределение Юг“ ЕАД размер на технологичния разход от 7,6% през 2018 г., в резултат на ефективно управление на инвестиционните разходи, както и „Електроразпределение Север“ АД, което при общо отчетени инвестиции за четвъртия регулаторен период в размер на 73 977 хил. лв. постига намаление на технологичните разходи с 3,6 процентни пункта, в сравнение с „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, което при общо отчетени инвестиции за четвъртия регулаторен период в размер на 287 715 хил. лв. (почти 4 пъти повече) постига намаление на технологичните разходи с едва 1,24 процентни пункта.

### **2.1.2.3. Разходи за балансиране**

Дружеството не е съгласно със запазването на признатия размер на разходите за балансиране, тъй като не може да влияе върху цените за излишък и недостиг, определяни от ЕСО ЕАД на балансиращия пазар, както и върху външни фактори като поведението на ползвателите на мрежата и климатичните промени. С оглед на горното поддържа искането си Комисията да признае в необходимите му приходи пълния размер на заявените разходи за балансиране в размер на 3,44 лв./MWh и възникналите некомпенсирани разходи за балансиране за периода 07.2018 г. – 02.2019 г. в размер на 1 355 хил. лв.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в единния подход.

### **2.1.2.4. Оперативни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“**

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД отбелязва, че стойността на корекцията с инфлационен индекс от 3 054 хил. лв. не покрива пълния размер на отчетените разходи за заплати за 2018 г. в размер на 3 473 хил. лв. и няма да покрие увеличението на възнагражденията на персонала, в т.ч. и осигуровки през 2019 г. в размер на 3 843 хил. лв., което е заложено в действащия колективен трудов договор. Посочва също, че в направената корекцията на оперативните разходи не са предвидени разходи във връзка с вменените задължения на операторите на разпределителни мрежи с последните изменения на Закона за енергетиката, с които се въвежда цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия. Тези допълнителни разходи са свързани с фактурирането на услугата и необходимостта от преработка на съществуващия модул за фактуриране, пощенски и куриерски услуги, разходи за персонал и други непредвидени разходи. Дружеството апелира ценовото решение да бъде допълнено с текст, който да регламентира задължението на производителите, присъединени към електроразпределителната мрежа, да заплащат цената за достъп до електропреносната мрежа на оператора на разпределителната мрежа, който да превежда събраната сума към ЕСО ЕАД. В заключение настоява за признаване на пълния размер от 121 883 хил. лв. на заявените оперативни разходи.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в единния подход. Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие 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 единствено с корекциите по

глава трета от НРЦЕЕ.

Отделно от горното Комисията счита, че допълнителните разходи, възникнали в резултат на преговори със синдикални организации и изменение на съществуващи договори, следва да се покриват от оптимизации на оперативните разходи на дружеството вследствие на извършените инвестиции. Допълнителен аргумент представлява и обстоятелството, че одобреният среден номинален размер на инвестициите за петия регулаторен период на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и съответно включен в цените е с 24,5% по-висок спрямо този на „Електроразпределение Юг“ ЕАД и със 113% по-висок спрямо този на „Електроразпределение Север“ АД. В тази връзка дружеството следва да разходва тези средства за постигане на по-висока ефективност, в т.ч. оптимизация на оперативните разходи и намаляване на размера на технологичния разход.

#### **2.1.2.5. Разходи за амортизации**

Мрежовият оператор възразява срещу изразената в доклада позиция относно корекцията по ал. 3 на чл. 38 от НРЦЕЕ. В ценовото си предложение дружеството е заявило положителна корекция на утвърдения амортизационен разход с 2 927 хил. лв., което отразява корекция за създадени през 2018 г. активи, с инвестиционен разход през 2017 г., които до края на 2017 г. не са били въведени в експлоатация. Поради тази причина на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е наложена корекция с ценовото решение на КЕВР от 2018 г. Непризнаването на този разход би ошетило дружеството за още две ценови години напред. Средният полезен живот на активите е около 10-12 години, което при така описаната по-горе хипотеза означава, че само 70 – 75% от стойността на тези активи ще се възстанови чрез признатите амортизации, въпреки че дружеството е инвестирало в електроразпределителната мрежа и ги е въвело в експлоатация.

Комисията приема горното възражение за частично основателно, като приложената корекция е отразена по-долу.

#### **2.1.2.6. Балансова стойност на активите**

Разбирането на дружеството, основаващо се на разпоредбата на чл. 14, ал. 2 и § 1, т. 1 от ДР на НРЦЕЕ, показва, че от отчетната стойност на възмездно придобитите регулирани активи на дружеството, формирана към края на базисната година, се приспада кумулативно начислената им амортизация за регулаторни цели на същите активи към същия момент. Предвид горното „ЧЕЗ Разпределение България“ АД счита, че приложеният подход за изчисление на средногодишна балансова стойност на активите не е регламентиран в нормативни текстове и е в противоречие с регламентираните изисквания за ценообразуване в НРЦЕЕ и Минималните изисквания.

Електроразпределителното предприятие не е съгласно с използвания в доклада общ подход за определяне на регулаторната база на активите, който се основава на средногодишна балансова стойност на активите, определена чрез начислена амортизация, за времето на регулаторния период, към стойността на съществуващите към 31.12.2017 г. активи (нетирани със стойността на безвъзмездно придобитите активи). Според него при начислена с натрупване за трите години на регулаторния период нетна амортизация на съществуващите активи в размер на 147 420 хил. лв., в края на периода нетната балансова стойност на същите активи ще бъде 396 408 хил. лв. В тази връзка посочва, че паритетът между интересите на компанията и на клиентите ще бъде по средата или между началната и крайната балансови стойности на съществуващите активи към 31 декември на базовата година, т.е. справедливата нетна балансова стойност на активите за целите на ценообразуването е 470 118 хил. лв.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в единния подход. Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие 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 единствено с корекциите по глава трета от НРЦЕЕ. Допълнителен аргумент представлява и обстоятелството, че

кумулятивното признаване в РБА на балансовата стойност на активите към края на базисната година и прогнозната стойност на инвестициите, както и амортизациите към края на базисната година и прогнозни амортизации на инвестициите е икономически необосновано и в нарушение на принципите на регулирането спрямо крайните клиенти. Икономическата логика и европейските практики предполагат да бъде използван само единият подход, т.е.:

– при използване на отчетните стойности от базисната година да не се прибавят към тях прогнозни стойности за инвестиции с презумпцията, че извършените инвестиции ще възстановяват намаляващата балансова стойност на активите и съответно намаляващите им амортизационни отчисления, или

– при признаване на прогнозни инвестиции и съответно техните амортизации, отчетните данни от базисната година да се използват само като основа за изчисляване на реалните през регулаторния период стойности на балансовата стойност и амортизационните отчисления на възмездно придобитите активи.

Противното би било нарушение на интересите на потребителите в полза на интереса на електроразпределителните дружества и е в нарушение на принципа по чл. 23, т. 4 от ЗЕ.

Искането на дружеството Комисията да заложи предварително по-високи стойности на амортизационните разходи и активите, а не реалните, е недопустимо. То противоречи на принципите и на същността на метода за регулиране и представлява предварително заложена в модела по-висока доходност за енергийното предприятие за сметка на крайните клиенти.

#### **2.1.2.7. Компенсация за предходни регулаторни периоди**

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД възразява срещу неразглеждането и липсата на аргументи в доклада защо не е призната претенцията на дружеството за компенсиране на вредите в резултат на предходни ценови решения, като апелира Комисията да изработи механизъм за компенсирането на заявените разходи, които са подробно описани в Раздел IV от обяснителната записка към заявлението за цени.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, като счита, че не са налице факти и обстоятелства, които да налагат необходимост от компенсиране на дружеството за предходни периоди.

#### **2.1.2.8. Норма на възвръщаемост**

Дружеството се придържа към искането си нормата на възвръщаемост на капитала за петия регулаторен период да бъде в размер на 7,67%.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в единния подход. Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие 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 единствено с корекциите по глава трета от НРЦЕЕ.

#### **2.1.3. Ценообразуващи елементи**

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет на дружеството за 2018 г. 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-11

от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия 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 петия 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 26 464 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) 3 054 хил. лв.

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора  $Z$  на стойност (плюс) 12 639 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ корекцията с фактора  $Z$  се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left( P_{утв.} - E_{прог.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * C_{тр.} \right)_{t-1} - \left( P_{отч.} - E_{отч.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * C_{тр1.} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$P_{утв.}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 304 987 хил. лв.;

$P_{отч.}$  – отчетени приходи в размер на 310 219 хил. лв. съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-40 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-62-58 от 13.05.2019 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

$E_{прог.}$  – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 385 736 хил. kWh;

$E_{отч.}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 525 283 хил. kWh, съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-40 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-62-58 от 13.05.2019 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

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

$C_{тр.}$  – 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 125,21 лв./MWh;

$C_{тр.}^1$  – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 7 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 144,10 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни,

предоставени от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с писма с вх. № Е-13-62-10 от 29.01.2019 г. и вх. № Е-13-62-56 от 13.05.2019 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „ден напред“ и по сключени договори на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД, за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

Р<sub>t-2</sub> – (плюс) 701 хил. лв.

Корекцията на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции през 2018 г., е изчислена в размер на 172 хил. лв. Представените със заявление за цени с вх. № Е-13-62-40 от 29.03.2019 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД стойности на амортизацията на извършените през 2018 г. инвестиции в размер на 8 746 хил. лв., актуализирани с писмо с вх. № Е-13-62-40 от 16.05.2019 г. на 9 735 хил. лв., са коригирани на 7 431 хил. лв., в т.ч. амортизации на безвъзмездно придобити активи в размер на 741 хил. лв., във връзка с констатациите в доклад с вх. № Е-Дк-340 от 18.06.2019 г. относно планова проверка на „ЧЕЗ Разпределение България“ 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“, приет с решение на КЕВР по Протокол № 105 от 21.06.2019 г., т. 5. Въз основа на информацията, постъпила в Комисията във връзка с проверката, е установено, че дружеството изчислява амортизации на активи, които не са въведени в експлоатация. Съгласно изискванията на Международните счетоводни стандарти и на Закона за корпоративно подоходно облагане (ЗКПО), начисляването на амортизации на амортизируемите активи започва от момента, в който те са налице за употреба, т.е. когато са на мястото и в състоянието, необходими за тяхната експлоатация. Начисляването на амортизации започва от деня, следващ датата на въвеждане в експлоатация, докато за данъчни цели от началото на месеца, в който са въведени в експлоатация. Според Национални стандарти за финансови отчети за малки и средни предприятия начисляването започва от началото (1-во число) на месеца, следващ месеца на въвеждане в експлоатация. За начисляване на амортизациите, активите във всички случаи следва да са осчетоводени и записани в сметките от група 20 и 21. Не се начисляват амортизации на дълготрайни материални активи в процес на изграждане от групата „Разходи за придобиване на ДМА“ за строителство на обекти по стопански начин и чрез възлагане, както и на стокowo-материалните запаси, държани на склад, закупени, доставени и съхранявани за бъдещо влагане в обектите по инвестиционната програма. Следва да се отбележи също, че съгласно годишния финансов отчет на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД амортизация на активите, невъведени в експлоатация, дружеството не е начислявало. Следователно тези разходи не са възникнали за дружеството, не са извършени от него през периода, за който са представени и не следва да се прехвърлят към крайните потребители. Противното би било нарушение на принципите на ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. За сравнение и като допълнителен аргумент относно извършената корекция, представяйки отчетната информация за извършените през 2017 г. инвестиции, „Електроразпределение Юг“ ЕАД, спазвайки счетоводните правила, не е изчислило амортизации на активите, които не са въведени в експлоатация.

Във връзка с възражението на дружеството по т. 2.1.2.5. относно положителна корекция на утвърдения амортизационен разход с 2 927 хил. лв., което отразява корекция за създадени през 2018 г. активи с инвестиционен разход през 2017 г., които до края на 2017 г. не са били въведени в експлоатация, корекцията, приложена в Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР, е преизчислена.

хил. лв.

		2015 г. (И1)	2016 г. (И2)	2017 г. (И3)
		отчет	отчет	отчет
1	Инвестиции – общо	67 771	89 253	130 691
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	23 450	28 427	23 584
3	Нетна амортизация, Ап	5 342	7 069	8 711
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	38 979	53 757	98 397
5	Среден номинален размер на инвестициите $I = (2,5 * I1 + 1,5 * I2 + 0,5 * I3) / 3$	75 760		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	96 410		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 * A1 + 1,5 * A2 + 0,5 * A3) / 3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3	9 438		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	10 823		
9	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*7,04%*3+(р.7-р.8)*3	-8 516		
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.	-7 783		
11	<b>Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.9-р.10)</b>	<b>-733</b>		
12	<b>Приложена корекция в Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР</b>	<b>-2 094</b>		
13	<b>Некомпенсирана стойност (р.11-р.12)</b>	<b>1 361</b>		

Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по долу:

хил. лв

		2018 г. (И1)	2019 г. (И2)	2020 г. (И3)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	94 736	110 153	73 705
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	10 735	8 433	8 254
3	Нетна амортизация, Ап	6 690	9 593	5 801
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	77 311	92 128	59 651
5	Среден номинален размер на инвестициите	120 431		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	119 431		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 * A1 + 1,5 * A2 + 0,5 * A3) / 3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3	11 338		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	12 594		
9	<b>Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период (р.5-р.6)*6,67% + (р.7-р.8)</b>	<b>-1 189</b>		
10	<b>Некомпенсирана стойност във връзка с приложена корекция в Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР</b>	<b>1 361</b>		
11	<b>Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.9+р.10)</b>	<b>172</b>		

Горната корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г., в размер на (минус) – 1 189 хил. лв. не е приложена, тъй като се нетира от стойността на положителна корекция на утвърдения амортизационен разход от 1 361 хил. лв., което отразява корекция за създадени през 2018 г. активи, с инвестиционен разход през 2017 г., които до края на 2017 г. не са били въведени в експлоатация. Следва да се има предвид, че регулаторът утвърждава размер на инвестициите за регулаторния период, които електроразпределителните дружества следва да изпълнят, като корекциите, предвидени в НРЦЕЕ, имат за цел да възстановят на клиентите

надветите от дружествата суми при евентуално неизпълнение на предвидената инвестиционна програма. Те представляват стимул за оптимално и точно планиране на инвестиционните дейности от операторите на разпределителни мрежи и не следва да се разглеждат като инструмент за допълнителни приходи през следващ ценови период от регулаторния такъв. В тази връзка остатъкът от 172 хил. лв. следва да бъде отчетен през следващи ценови периоди, при отрицателни корекции.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са следните:

<b>„ЧЕЗ Разпределение България“ АД</b>		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	109 088
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	102 623
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	61 734
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	587 776
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	441 881
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	119 431
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	26 464
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	39 205
7	Корекция с инфлационен индекс (И) , хил. лв.	3 054
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	12 639
<b>9</b>	<b>Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)</b>	<b>328 344</b>
<b>10</b>	<b>Количество електрическа енергия за разпределение, MWh</b>	<b>9 482 117</b>

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01002 лв./kWh,
  - цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03426 лв./kWh,
  - цена за достъп за небитови клиенти – 0,01989 лв./kW/ден,
  - цена за достъп за битови клиенти – 0,00577 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за втората ценова година от петия регулаторен период – 328 344 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 482 117 MWh.

## 2.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-262-27 от 29.03.2019 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2019 г.

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00884 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03253 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01733 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00516 лв./kWh.



## 2.2.1. Анализ и оценка на предоставената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

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

<b>„Електроразпределение Юг“ ЕАД</b>			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,00884	0,00986	+11,54%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03253	0,03285	+0,98%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00516	0,01145	+121,90%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01733	0,01933	+11,54%

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората година от петия 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 109 117 хил. лв., които представляват актуализираните с инфлационен индекс от 2,8% утвърдени такива разходи за петия регулаторен период в размер на 106 145 хил. лв.;

– Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 94 315 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8%;

– Разходите за амортизации, стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК и нормата на възвръщаемост са на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР;

– Разходи за балансиране – 2,90 лв./MWh;

– Корекция с фактора  $Z$  – 7 392 хил. лв., при стойност на компонентата  $P_{t-2}$  – (плюс) 525 хил. лв.;

– Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г. – 120 хил. лв.

## 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 писмо с вх. № Е-13-262-55 от 04.06.2019 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД счита за неправилен приложението принцип при изчисляване на реализираната цена за „технологичен разход“, при който се взема предвид не само постигнатата цена от закупените почасови количества от дружеството на пазара „ден напред“, но и цената от реализираните двустранни договори, тъй като такъв подход освен че не стимулира дружествата да търсят сключване на изгодни двустранни договори за закупуване на енергия и намаляване на разходите, може и да насърчи сключване на неефективни сделки.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. В чл. 38 от НРЦЕЕ са предвидени условията и редът, при които се отчита разликата между постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която електроразпределителните дружества са закупили

електрическа енергия за покриване на технологичните разходи и утвърдената прогнозна пазарна цена. По отношение на твърдението, че такъв подход освен че не стимулира дружествата да търсят сключване на изгодни двустранни договори за закупуване на енергия и намаляване на разходите, може и да насърчи сключване на неефективни сделки, Комисията счита, че стимулите, съответно санкциите, предвидени в чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, следва да провокират електроразпределителните дружества към сключване на двустранни договори на възможно най-ниска цена.

### 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 2018 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-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия 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 петия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. 1, 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 24 885 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) 2 972 хил. лв.

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора  $Z$  на стойност (плюс) 6 676 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ корекцията с фактора  $Z$  се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left( P_{\text{утв.}} - E_{\text{прог.}} * \frac{TR_{\text{одоб.}}\%}{1 - TR_{\text{одоб.}}\%} * C_{\text{тр.}} \right)_{t-1} - \left( P_{\text{отч.}} - E_{\text{отч.}} * \frac{TR_{\text{одоб.}}\%}{1 - TR_{\text{одоб.}}\%} * C_{\text{тр1.}} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$P_{\text{утв.}}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 277 285 хил. лв.;

$P_{\text{отч.}}$  – отчетени приходи в размер на 284 303 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-27 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-262-48 от 20.05.2019 г. относно отчетени количества

разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

*Е<sub>прог.</sub>* – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 586 990 хил. kWh;

*Е<sub>отч.</sub>* – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 793 930 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-27 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-262-48 от 20.05.2019 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

*Т<sub>р одоб.</sub>* – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

*Ц<sub>пр.</sub>* – 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 125,21 лв./MWh;

*Ц<sub>пр.</sub><sup>1</sup>* – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 7 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 139,48 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с писма с вх. № Е-13-262-12 от 31.01.2019 г. и вх. № Е-13-262-47 от 15.05.2019 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „ден напред“ и по сключени договори на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

*Р<sub>t-2</sub>* – (плюс) 525 хил. лв.

Не е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г., в размер на 120 хил. лв. Следва да се има предвид, че регулаторът утвърждава размер на инвестициите за регулаторния период, които електроразпределителните дружества следва да изпълнят, като корекциите, предвидени в НРЦЕЕ, имат за цел да възстановят на клиентите надвзетите от дружествата суми при евентуално неизпълнение на предвидената инвестиционна програма. Те представляват стимул за оптимално и точно планиране на инвестиционните дейности от операторите на разпределителни мрежи и не следва да се разглеждат като инструмент за допълнителни приходи през следващ ценови период от регулаторния такъв. Положителната корекция в случая дори не се дължи на постигнат по-голям обем нетни инвестиции, а на промяна в структурата на инвестиционната програма и пренасочване на средства към активи с по-кратък амортизационен срок. В тази връзка, отчитайки обстоятелството, че сумата, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции, е относима към първата ценова година от регулаторния период, тя следва да бъде отчетена през следващи ценови периоди, при отрицателни корекции.

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

<b>„Електроразпределение Юг“ ЕАД</b>		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	106 145
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	92 935
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	56 359
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	629 959
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	509 140
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	95 934
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	24 885

<b>„Електроразпределение Юг“ ЕАД</b>		
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	42 018
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	6 676
8	Корекция с инфлационен индекс (И) , хил. лв.	2 972
9	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)	<b>307 106</b>
10	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	<b>8 586 990</b>

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 – 0,00950 лв./kWh,
  - цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03576 лв./kWh,
  - цена за достъп за небитови клиенти – 0,01981 лв./kW/ден,
  - цена за достъп за битови клиенти – 0,00599 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за втората ценова година от петия регулаторен период – 307 106 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 586 990 MWh.

### 2.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-22 от 29.03.2019 г. „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2019 г.

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01170 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03278 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00854 лв./kWh.

#### 2.3.1. Анализ и оценка на предоставената 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:

<b>„Електроразпределение Север“ АД</b>			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,01170	0,01262	+7,86%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03278	0,03535	+7,84%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа	0,00854	0,00921	+7,85%

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

– Предложените стойности на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, разходите за амортизации, стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК и нормата на възвръщаемост са на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР;

– Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 66 458 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 9%;

– Разходи за балансиране – 969 хил. лв.;

– Корекция във възвръщаемостта, в резултат на промяна на оборотния капитал – 19 хил. лв.;

– Корекция с инфлационен индекс – 2 309 хил. лв.;

– Корекция с фактора Z – (минус) - 8 957 хил. лв. при стойност на компонентата  $P_{t-2}$  – (минус) - 500 хил. лв.;

– Корекция във връзка с отклонение на ППЦ, съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ – 10 467 хил. лв.;

– Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г. – (минус) - 385 хил. лв.

### **2.3.2. Становище на „Електроразпределение Север“ АД по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

С писмо с вх. № Е-13-273-42 от 04.06.2019 г. „Електроразпределение Север“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Дружеството обръща внимание на обстоятелството, че не във всички случаи ще бъде възможно да събере цената за достъп до електропреносната мрежа, дължима от производителите на електрическа енергия, присъединени към оперираната от него електроразпределителна мрежа, поради което настоява в окончателното решение на КЕВР да бъде предвиден текст, който да указва, че електроразпределителното дружество дължи на ЕСО ЕАД единствено събраните, а не дължимите суми за достъп от производителите. Такъв текст се налага и поради факта, че в необходимите приходи на „Електроразпределение Север“ АД не са предвидени средства за несъбрани вземания.

Редът за разплащането между операторите на преносната и електроразпределителните мрежи е уреден по-горе в решението.

### **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 2018 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-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия 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 петия 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 18 685 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) 2 309 хил. лв.

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора  $Z$  на стойност (минус) -1 439 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ корекцията с фактора  $Z$  се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{\text{утв.}}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 195 997 хил. лв.;

$P_{\text{отч.}}$  – отчетени приходи в размер на 209 410 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-22 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-273-36 от 14.05.2019 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

$E_{\text{прог.}}$  – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 445 000 хил. kWh;

$E_{\text{отч.}}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 800 356 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-22 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-273-36 от 14.05.2019 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

$TR_{\text{одоб.}}$  – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 9%;

$C_{\text{тр.}}$  – 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 125,21 лв./MWh;

$C_{\text{тр.}}^I$  – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 7 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 139,28 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „Електроразпределение Север“ АД с писма с вх. № Е-13-273-6 от 28.01.2019 г. и вх. № Е-13-273-35 от 14.05.2019 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „ден напред“ и по сключени договори на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД, за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

$P_{t-2}$  – (минус) -500 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 2018 г., в размер на (минус) -385 хил. лв.

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

<b>„Електроразпределение Север“ АД</b>		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	82 457
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	67 025
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	40 282
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	262 765
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	188 024
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	56 056
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	18 685
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	17 526
7	Корекция с инфлационен индекс (И) , хил. лв.	2 309
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 1 439
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	- 385
<b>10</b>	<b>Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)</b>	<b>207 775</b>
<b>11</b>	<b>Количество електрическа енергия за разпределение, MWh</b>	<b>5 445 000</b>

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 – 0,01274 лв./kWh,
  - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03478 лв./kWh,
  - цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00896 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за втората ценова година от петия регулаторен период – 207 775 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 445 000 MWh.

#### **2.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД**

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00675 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03303 лв./kWh.

**2.4.1.** „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД не е подало заявление за утвърждаване на цени за достъп и за пренос на електрическата енергия до/през електроразпределителната мрежа, считано от 01.07.2019 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.

**2.4.2.** В законоустановения срок не е постъпилото становище от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД 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-13-09-14 от 15.04.2019 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за втората ценова година от петия регулаторен период. След анализ на тази информация, данните от годишния финансов отчет на дружеството за 2018 г. 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-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия 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 петия 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 278 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) 49 хил. лв.

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора  $Z$  на стойност (минус) -83 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ корекцията с фактора  $Z$  се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left( P_{\text{утв.}} - E_{\text{прог.}} * \frac{TR_{\text{одоб.}}\%}{1 - TR_{\text{одоб.}}\%} * Ц_{\text{тр.}} \right)_{t-1} - \left( P_{\text{отч.}} - E_{\text{отч.}} * \frac{TR_{\text{одоб.}}\%}{1 - TR_{\text{одоб.}}\%} * Ц_{\text{тр1.}} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$P_{\text{утв.}}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 2 752 хил. лв.;

$P_{\text{отч.}}$  – отчетени приходи в размер на 2 832 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-14 от 15.04.2019 г. и вх. № Е-13-09-20 от 15.05.2019 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и прогноза за месеците май и юни 2019 г.;



$E_{прог.}$  – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 69 170 хил. kWh;

$E_{отч.}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 71 190 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-14 от 15.04.2019 г. и вх. № Е-13-09-20 от 15.05.2019 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

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

$C_{пр.}$  – 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 125,21 лв./MWh;

$C_{пр.}^1$  – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 7 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 133,15 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД с писмо с изх. № РД-01-42 от 25.01.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-09-21 от 15.05.2019 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „ден напред“, за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

$P_{т-2}$  – (минус) -46 хил. лв., изчислението на корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на  $Z_{т-1}$ , е представено в следващата таблица:

	Показатели	Общо
1	Количество пренесена енергия, MWh	70 567
2	Утвърдено количество технологичен разход (5%), MWh	3 714
3	Приходи, отчет в хил. лв.	2 434
4	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.	441
5	Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	70 505
6	Утвърдено количество технологичен разход (5%), MWh	3 711
7	Приходи, утвърдени в хил. лв.	2 432
8	Разходи за технологичен разход, за количествата по т. 6, хил. лв.	441
9	$P_{т-3}$	-3
10	$Z_{т-1}$ (р.7-р.8-р.3+р.4+р.9)	-4
11	$Z_{т-1}$ , утвърден с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	42
12	$P_{т-2}$ (р.10-р.11)	-46

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 2018 г., в размер на (минус) -16 хил. лв.

		<i>хил. лв.</i>		
		2018 г. ( $I_1$ )	2019 г. ( $I_2$ )	2020 г. ( $I_3$ )
		отчет	прогноза	прогноза
1	Инвестиции – общо	360	304	365
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	83	115	148
3	Нетна амортизация, Ап	6	28	53
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	271	161	164
5	Среден номинален размер на инвестициите $I = (2,5*I_1 + 1,5*I_2 + 0,5*I_3)/3$	334		

6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	335
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A_1 + 1,5*A_2 + 0,5*A_3)/3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3	28
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	44
9	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ $(p.5-p.6)*6,67%+(p.7-p.8)$	-16

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

<b>„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД</b>		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	1 748
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	475
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	413
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	2 217
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	1 604
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	335
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	278
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост, хил. лв. $(p.4*p.5)$	148
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	49
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-83
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	- 16
<b>10</b>	<b>Необходими годишни приходи, хил. лв. <math>(p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)</math></b>	<b>2 734</b>
<b>11</b>	<b>Количество електрическа енергия за разпределение, MWh</b>	<b>72 516</b>

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

- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00644 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03125 лв./kWh,

необходими годишни приходи за втората ценова година от петия регулаторен период – 2 734 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 72 516 MWh.

## VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-20 от 29.03.2019 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-49-6 от 29.03.2019 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № Е-13-46-17 от 29.03.2019 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-13-77-6 от 15.04.2019 г. с информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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 икономически обосновано да бъде запазена в размер 6,51% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия. Предвид по-високата цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, в стойностно изражение размерът на компонентата е увеличен от 4,67 лв./MWh на 5,84 лв./MWh. Увеличението от 25% следва да покрие отчетените от крайните снабдители по-високи разходи за балансиране предвид нарасналите цени на балансиращия пазар и икономически обосноваването им разходи и да им осигури възвръщаемост.

**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 в нормативната уредба липсва ясно регламентиран механизъм за първоначално набиране и подsigуряване на средства за обезпечаване на тези разходи, като финансирането би могло да се осъществи чрез много 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.). Въвеждането на такъв механизъм от страна на КЕВР чрез цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ не е възможно, не само поради липса на основания за това, но и поради факта, че разпределението на индивидуални цели за енергийни спестявания обхваща не само предприятия от сектор „Електроенергетика“, но и такива от сектори като „Топлоенергетика“, „Природен газ“, „Търговия с течни горива“ и „Търговия с твърди горива“. Горното в комбинация с възможността за свободно прехвърляне на издадени удостоверения за постигнати енергийни спестявания ще доведе до абсурдната 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 напълно 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 включването на разходи за несъбираеми вземания в необходимите годишни приходи на дружествата, 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

### 2.1. „ЧЕЗ ЕЛЕКТРО БЪЛГАРИЯ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-47-20 от 29.03.2019 г. „ЧЕЗ Електро България“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2019 г.

#### 2.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Електро България“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЧЕЗ Електро България“ АД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи ниско напрежение (НН), както и предложените от дружеството за новия ценови период, са представени в таблицата по-долу:

„ЧЕЗ Електро България“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
<b>I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение</b>			
<b>1. Три скали</b>			
в т.ч. - Върхова	0,18101	0,13924	<b>-23,08%</b>
- Дневна	0,11601	0,13590	<b>17,15%</b>
- Нощна	0,07195	0,09477	<b>31,72%</b>
<b>2. Две скали</b>			
в т.ч. - Дневна	0,14445	0,13759	<b>-4,75%</b>
- Нощна	0,07195	0,09477	<b>31,72%</b>
<b>3. Една скала</b>	0,14445	0,12156	<b>-15,85%</b>
<b>II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение</b>			
<b>1. Две скали</b>			
в т.ч. - Дневна	0,13294	0,13759	<b>3,50%</b>
- Нощна	0,05654	0,09476	<b>67,60%</b>
<b>2. Една скала</b>	0,13294	0,12155	<b>-8,57%</b>

Прогнозата на „ЧЕЗ Електро България“ АД за необходимите годишни приходи е извършена при спазване на следните условия:

- Разходите за закупуване на електрическа енергия са изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени на обществения доставчик и възлизат на 533 399 хил. лв.;
- Разходи за балансиране на стойност 16 305 хил. лв.;
- Възвръщаемост на регулаторната база – 5 343 хил. лв.;
- Компонента за дейността – 45 558 хил. лв.;
- Към необходимите годишни приходи дружеството включва несъбираеми вземания – 5 956 хил. лв., разходи за енергийна ефективност в размер на 2 560 хил. лв.,

некомпенсирани разходи за небаланси – 20 444 хил. лв., разходи за ребрандиране – 2 027 хил. лв.;

– Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 767 597 MWh.

### **2.1.2. Становища на „ЧЕЗ Електро България“ АД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

С писма с вх. № Е-13-47-30 от 04.06.2019 г. и вх. № Е-13-47-35 от 11.06.2019 г. „ЧЕЗ Електро България“ АД е представило становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Дружеството изразява несъгласие със запазването на компонентата за дейността на нивото, определено за предходния регулаторен период. Според крайния снабдител същата е определена като общ размер и 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 ежегодните изменения в нормативната уредба. Като пример са посочени задълженията, вменени със ЗЕ на крайните снабдители да администрират договори за изкупуване по преференциални цени на електрическата енергия, произвеждана от производители от възобновяеми източници, както и задълженията за събиране вземанията на електроразпределителните дружества от крайни клиенти за предоставяните от тях услуги и свързания с това риск от несъбирането им, който е изцяло за крайните снабдители. „ЧЕЗ Електро България“ 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 вече 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 между двата сегмента – свободен и регулиран пазар, а такова между отделните крайни снабдители – „ЧЕЗ Електро България“ АД е единственото дружество, което предварително издава, пликова и доставя до всичките си крайни клиенти хартиени фактури за задълженията им за електроенергия и мрежови услуги. „ЧЕЗ Електро България“ АД подчертава, че условно-постоянните му разходи не се влияят от обема и цената за покупка на електрическа енергия, а зависят изцяло от броя клиенти, които дружеството обслужва и които относително запазват своя брой. Дружеството отбелязва, че не разполага с нетекущи активи, върху които да бъде начислена възвръщаемост, но оборотният капитал е основен капиталов инструмент за осъществяване на лицензионната дейност и включването в цените на възвръщаемост от него е гаранция за потребителите, че дружеството ще има необходимите средства за поддържане на необходимия размер парични средства за посрещане на текущите задължения, както и задълженията към доставчици. В тази връзка предлага такава в размер на 7,67%, която е равна на прогнозната среднопретеглена цена на капитала преди данъчно облагане, определен на база действащото българско законодателство и анализ на пазарната среда и бенчмаркинг.

„ЧЕЗ Електро България“ АД възразява срещу частичното признаване на разходи за балансиране с аргумента, че поради съществуващите нормативни ограничения координаторът на специална балансираща група няма право да обединява отклоненията си с други балансиращи групи, каквото право имат всички координатори на стандартни балансиращи групи, което допълнително повишава разходите му за балансиране спрямо разходите на координатори на стандартни балансиращи групи. Освен това при хипотеза, в която операторът на електроразпределителна мрежа не прехвърля отговорността за

балансиране на крайния снабдител като координатор на специална балансираща група, последният остава в групата само с крайните си битови и небитови клиенти и няма никаква възможност за нетиране на ефекта излишък/недостиг, което увеличава разходите му и в перспектива се очаква същите да продължат да нарастват. 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 – 16 305 хил. лв. или 3,42 лв./MWh. Освен гореизложеното, „ЧЕЗ Електро България“ АД апелира в окончателното ценово решение Комисията да преразгледа подхода си по отношение изработването на механизъм за компенсиране на некомпенсирани разходи за балансиране за периода 01.06.2014 г. – 28.02.2019 г. в размер на 20 444 хил. лв.

„ЧЕЗ Електро България“ АД изразява несъгласие с позицията на КЕВР, че въвеждането на механизъм за набиране и подsigуряване на средства за обезпечаването на разходи за енергийна ефективност е невъзможно да бъде реализирано чрез цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ и не приема довода, че към сегашния момент липсва регламентиран механизъм за обезпечаване на тези разходи. Счита, че след като крайните снабдители оперират в регулирана среда и при регулирани цени по цялата верига на своята дейност, регулаторният орган в лицето на КЕВР следва да изработи ефективен механизъм, който да обезпечават разходите за изпълнение на индивидуални цели за енергийни спестявания, което изисква мобилизирането на значителен финансов ресурс за инвестиции от страна на дружеството. В становището си дружеството посочва също така липсата на мотиви в доклада за непризнаването на разходи за енергийна ефективност, произтичащи от задълженията на „ЧЕЗ Електро България“ АД съгласно Закона за енергийната ефективност (ЗЕЕ), въпреки представените като доказателство за реализирани енергийни спестявания удостоверения, издадени от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР). В тази връзка отбелязва, че съгласно приетите с Решение № 796 от 20.12.2017 г. и Решение № 27 от 11.07.2018 г. на Министерски съвет списъци на задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ на „ЧЕЗ Електро България“ АД е определена индивидуална цел за постигане на енергийни спестявания в размер на 51,885 GWh за 2017 г. и 76,960 GWh за 2018 г. На 15.03.2019 г. АУЕР е публикувала проект на Поименен списък на задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ и стойностите на определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за 2019 г., като новата цел за 2019 г. на дружеството е в размер на 75,463 GWh, а кумулативната цел за периода 2017 г. – 2019 г. е в размер на 349,510 GWh.

Крайният снабдител също така настоява Комисията да изрази позиция и да се произнесе по искането му за компенсиране на разходи, наложени на дружеството в изпълнение на задължения, вменени с Регламент ЕС 2016/679 за защита на личните данни.

„ЧЕЗ Електро България“ АД изразява несъгласие във връзка с непризнаването на заявените разходи за несъбираеми вземания и не приема аргумента, че признаването на тези разходи е непазарен подход, поставящ крайните снабдители в привилегировано положение спрямо останалите участници на пазара, както и че тези разходи попадат в обхвата на чл. 11, ал. 2, т. 14 от НРЦЕЕ. Посочва, че въпреки мерките, които дружеството е извършило и отчетло пред КЕВР, наличието на разходи за несъбираеми вземания е непреодолим съпътстващ резултат от дейността му, който следва да се отрази в окончателното ценово решение.

Комисията приема горните възражения за неоснователни. Отчетните данни показват, че при така определената компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ в размер на 6,51%, не само оперативните разходи на дружеството са възстановени, но и то е постигнало значителна възвръщаемост. „ЧЕЗ Електро България“ АД е реализирало 22 084 хил. лв. надвзет приход през 2018 г. спрямо утвърдените стойности от регулатора, само от ефекта на постигната по-висока компонента, вследствие на реализация на по-големи количества електрическа енергия през тарифните зони с по-високи цени за сметка на тези с по-ниски, без да се отчита ефектът от реализираните с повече от 1 000 000 MWh количества, които в абсолютна стойност

представяват допълнителни около 8 млн. лв. Основен принцип на регулирането е анализът на постигнатите от енергийните предприятия резултати при утвърждаване на цените за следващ регулаторен период. Това изискване е фундаментално за осигуряване спазването на принципите, регламентирани в чл. 23, т. 2-5, 11, 12, чл. 24 и чл. 31 от ЗЕ. Практиката на крайните снабдители е в ценовите си заявления да манипулират прогнозата за разпределение на количествата електрическа енергия между групите клиенти и между отделните тарифи по начин, който да им гарантира значително по-висока стойност на компонентата за дейността, в сравнение с утвърдената от регулатора такава. В тази връзка е от изключително значение анализът на отчетните данни на дружествата. Предвид горното увеличаване на размера на компонентата от 6,5% ще доведе до нарушаване на чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, регламентиращи принципите за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти, осигуряване на равни условия за сключване на сделки при свободно договорени цени в сравнение със сключваните с обществения доставчик или с крайните снабдители на електрическа енергия, както и този, регламентиран в чл. 31, т. 4 от ЗЕ, съгласно който цените следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала.

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 съгласно разпоредбата на чл. 10, ал. 5, изр. второ от НРЦЕЕ 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 компенсират 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. Този подход се използва от водещите регулатори в Европа, в т.ч. и Ofgem, като компонентите на необходимите приходи не се разделят на OPEX (оперативни разходи) и CAPEX (възвръщаемост на регулаторната база), а се определят и контролират като TOTEX (общи приходи). 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 компонентите 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. Този подход се използва и от доставчиците на електрическа енергия на свободния пазар, като някои от тях, с оглед конкурентоспособността си на пазара, продават електрическа енергия на себестойност, като реализират възвръщаемост от оптимизирани спрямо конкурентите си разходи за небаланси.

Комисията счита възражението относно разходите за балансиране за неоснователно. В т. 1.1. е посочено, че увеличението от 25% на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ следва да покрие отчетените от крайните снабдители по-високи разходи за балансиране предвид нарасналите цени на балансиращия пазар и икономически обоснованите им разходи и да им осигури възвръщаемост. Претендираните от дружеството разходи за балансиране в размер на 3,42 лв./MWh са необосновани, предвид обстоятелството, че за 2018 г. то отчита такива в размер на 2,85 лв./MWh, а за първите два месеца на 2019 г. – 2,63 лв./MWh.

Комисията не може да приеме за обосновано включването на разходи за несъбиращи 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 „ЧЕЗ Електро България“ 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.

### **2.1.3. Ценообразуващи елементи**

Въз основа на извършен анализ на ценовото предложение на „ЧЕЗ Електро България“ АД се установи, че предложението на дружеството по отношение стойностите на ценообразуващите елементи противоречи на разпоредбата на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ, съгласно която 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 ясно 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 позволява включването на допълнителни разходи в необходимите годишни приходи на крайните снабдители извън тези, които се покриват от компонентата за дейността по ал. 5.

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, цените на „ЧЕЗ Електро България“ АД са, както следва:



<b>„ЧЕЗ Електро България“ АД</b>	
<b>Показатели</b>	<b>Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.</b>
	<b>лв./kWh</b>
<b>I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>	
<b>1. Три скали</b>	
в т.ч. - Върхова	0,18413
- Дневна	0,11807
- Нощна	0,07823
<b>2. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,14947
- Нощна	0,07823
<b>3. Една скала</b>	<b>0,14947</b>
<b>II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>	
<b>1. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,13538
- Нощна	0,05676
<b>2. Една скала</b>	<b>0,13538</b>

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,84 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 548 653 хил. лв.

**Клиентите на „ЧЕЗ Електро България“ АД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:**

- 1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01024 лв./kWh;**
- 2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03426 лв./kWh;**
- 3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:**
  - за небитови клиенти – 0,01989 лв./kW/ден,
  - за битови клиенти – 0,00577 лв./kWh.

## **2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД**

Със заявление с вх. № Е-13-49-6 от 29.03.2019 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2019 г.

### **2.2.1. Предоставена от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД прогнозна информация**

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД продава електрическа енергия на битови и

небитови крайни клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството, считано от 01.07.2019 г., са обобщени в таблицата по-долу:

<b>„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД</b>			
<b>Показатели</b>	<b>Утвърдени с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС</b>	<b>Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.</b>	<b>Изменение</b>
	<b>лв./kWh</b>	<b>лв./kWh</b>	<b>%</b>
<b>I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение</b>			
<b>1. Три скали</b>			
в т.ч. - Върхова	0,16953	0,17013	<b>0,35%</b>
- Дневна	0,11357	0,11417	<b>0,53%</b>
- Нощна	0,06514	0,06574	<b>0,92%</b>
<b>2. Две скали</b>			
в т.ч. - Дневна	0,13198	0,13344	<b>1,11%</b>
- Нощна	0,06514	0,06574	<b>0,92%</b>
<b>3. Една скала</b>			
	0,13198	0,13344	<b>1,11%</b>
<b>II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение</b>			
<b>1. Две скали</b>			
в т.ч. - Дневна	0,13244	0,13304	<b>0,45%</b>
- Нощна	0,05473	0,05533	<b>1,10%</b>
<b>2. Една скала</b>			
	0,13244	0,13304	<b>0,45%</b>

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Прогнозни продажби на електрическа енергия на крайни клиенти за периода от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. в размер на 5 137 558 MWh;
- Използвана е утвърдената с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на битови и небитови клиенти в размер на 71,71 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 36,75 лв./MWh;
- Разходи за балансиране в размер на 2,80 лв./MWh или общо за новия ценови период в размер на 14 385 хил. лв.;
- Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ в размер на 12 690 хил. лв., изчислена при запазване на определения на дружеството с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР марж от 2,47 лв./MWh продадена електрическа енергия.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е подало и искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи за периода 01.07.2019 г. 30.06.2020 г., произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност, съдържащо:

- искане за въвеждане на инструмент за финансиране на схемата за задължителни енергийни спестявания под формата на ценови компонент („надбавка“) в цената за задължения към обществото и определяне на неговия размер като част от „Методиката за компенсиране на разходите по чл. 35 от Закона за енергетиката и за разпределение на тези разходи между крайните клиенти, присъединени към електроенергийната система“ (в случай, че до началото на ценовия период 01.07.2019 г. няма промяна в избория от държавата начин за изпълнение на националната кумулативна цел по чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС),

или алтернативно:

- искане за компенсиране на разходи, произтичащи от задължението на Република България, поето като националната цел за енергийна ефективност за постигане на определени количества спестявания в първичното и в крайното енергийно потребление до

31 декември 2020 г. в изпълнение на Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 г. относно енергийната ефективност, за изменение на директиви 2009/125/ЕО и 2010/30/ЕС и за отмяна на директиви 2004/8/ЕО и 2006/32/ЕО и на Директива 2010/31 /ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 19 май 2010 г. относно енергийните характеристики на сградите.

### **2.2.3. Становище на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

С писмо с вх. № Е-13-49-13 от 04.06.2019 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Крайният снабдител поставя акцент върху непризнаването на средства, необходими за постигане на очакваните спестявания вследствие на наложените му индивидуални цели за енергийна ефективност и отбелязва, че е крайно необходимо въвеждането на ясно регламентиран механизъм за първоначално набиране на тези средства, включително на ясни критерии, посочени от КЕВР, за определяне на икономическата обосноваемост на разходи, направени за постигане на наложените индивидуални цели за енергийни спестявания. Към становището са приложени предложения относно възможните подходи за доразвиване на схемите за задължени лица.

Комисията не приема възражението 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.

Посочените разходи в горните искания не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи за периода 2010-2017 г., какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Следва да се има предвид, че към настоящия момент не са приети всички подзаконовни нормативни актове по прилагане на ЗЕЕ, включително не е приета и методика по чл. 7, ал. 1, т. 12. от ЗЕЕ за оценка на размера на вноските от задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“ и в други финансови посредници, необходими за постигане на индивидуалните им цели. Поради тези обстоятелства не е възможно да се прогнозира разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

### **2.2.3. Ценообразуващи елементи**

В съответствие с изложеното в т. 1.3. от общия подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. 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. Следва да се има предвид, че към настоящия момент не са приети всички подзаконовни нормативни актове по прилагане на ЗЕЕ, включително не е приета и методика по чл. 7, ал. 1, т. 12. от ЗЕЕ за оценка на размера на вноските от задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“ и в други финансови посредници, необходими за постигане на индивидуалните им цели. Поради тези обстоятелства 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 ценовото предложение 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, цените на дружеството са, както следва:

<b>„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД</b>	
<b>Показатели</b>	<b>Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.</b>
	<b>лв./kWh</b>
<b>I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>	
<b>1. Три скали</b>	
в т.ч. - Върхова	0,17573
- Дневна	0,11571
- Нощна	0,06988
<b>2. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,13694
- Нощна	0,06988
<b>3. Една скала</b>	<b>0,13694</b>
<b>II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>	
<b>1. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,13333
- Нощна	0,05331
<b>2. Една скала</b>	<b>0,13333</b>

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,84 лв./MWh;

– необходимите годишни приходи – 591 228 хил. лв.

**Клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:**

**1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01024 лв./kWh,**

**2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03576 лв./kWh,**

**3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:**

- за небитови клиенти – 0,01981 лв./kW/ден,
- за битови клиенти – 0,00599 лв./kWh.

### 2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-46-17 от 29.03.2019 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2019 г.

#### 2.3.1. Предоставена от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството цени, считано от 01.07.2019 г., са обобщени в таблицата по-долу:

<b>„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД</b>			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
<b>I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение</b>			
<b>1. Три скали</b>			
в т.ч. - Върхова	0,18328	0,18328	<b>0,00%</b>
- Дневна	0,12574	0,12619	<b>0,36%</b>
- Нощна	0,07126	0,07171	<b>0,63%</b>
<b>2. Две скали</b>			
в т.ч. - Дневна	0,14662	0,14707	<b>0,31%</b>
- Нощна	0,07126	0,07171	<b>0,63%</b>
<b>3. Една скала</b>	0,14662	0,14662	<b>0,00%</b>
<b>II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение</b>			
<b>1. Две скали</b>			
в т.ч. - Дневна	0,13933	0,13933	<b>0,00%</b>
- Нощна	0,05429	0,05542	<b>2,08%</b>
<b>2. Една скала</b>	0,13933	0,13933	<b>0,00%</b>

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 328 222 хил. лв., при утвърдената с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на клиентите на крайния снабдител в размер на 71,71 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 36,75 лв./MWh;
- Непокрити експлоатационни разходи и разходи за балансиране – 4 342 хил. лв.;
- Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ съгласно чл. 10, ал. 3 и ал. 5 от НРЦЕЕ – 15 191 хил. лв.;
- Количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти – 3 026 200 MWh;
- Разходи за енергийна ефективност, свързани с ангажиментите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ – 4 443 хил. лв.;

– Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 10 302 хил. лв.

### **2.3.2. Становище на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

С писмо с вх. № Е-13-46-35 от 04.06.2019 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Крайният снабдител не е съгласен със запазването на размера на компонентата за дейността крайно снабдяване на 6,51% от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството и посочва, че стойността ѝ няма да е достатъчна за да покрие в пълен размер икономически обосновааните разходи на дружеството, разходите за балансиране и да осигури възвръщаемост. В тази връзка предлага компонентата по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ за следващия регулаторен период да се коригира до размера на максимално допустимата стойност от 7%.

На основание чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД счита, че наложените на дружеството разходи за енергийна ефективност, свързани със задължения към обществото, също следва да бъдат признати, като се позовава на законовото си задължение в качеството на краен снабдител за постигане на индивидуална цел за енергийни спестявания, предвидено в Закона за енергийната ефективност. В тази връзка отбелязва, че за разлика от участниците на свободния пазар, които имат възможност да калкулират тези разходи в предлаганите цени, за крайните снабдители разходите за енергийната ефективност остават непокрити при формирането на цените. С оглед необходимостта от изпълнение на законовите задължения и спазването на принципа на чл. 31, т. 1 от ЗЕ цените да са недискриминационни, настоява тези разходи да бъдат признавани и на крайните снабдители.

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД обръща внимание на факта, че крайните снабдители са носители на целия риск от несъбираемите вземания на регулирания пазар, като са отговорни за събирането не само на приходите във връзка със себестойността на електрическата енергия, а и на всички суми в системата, в т.ч. тези от мрежовите цени за електропреносното и електроразпределителното дружество, от други добавки и от акциз. В тази връзка и с оглед гарантиране сигурността и ритмичността на доставките към крайните клиенти счита за необходимо Комисията да признае разходи за несъбираеми вземания в размер на 3% от утвърдените приходи на дружеството.

Необосновани са исканията на дружеството за повишение на определената компонента, тъй като отчетните данни показват, че с този размер на надценката не само че са възстановени оперативните разходи на дружеството, но и то е реализирало значителна възвръщаемост. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е реализирало 21 447 хил. лв. надвзет приход през 2018 г. спрямо утвърдените от регулатора стойности. Основен принцип на регулирането е анализът на постигнатите от енергийните предприятия резултати при утвърждаване на цените за следващ регулаторен период. Това изискване е фундаментално за осигуряване спазването на принципите, регламентирани в чл. 23, т. 2-5, 11, 12, чл. 24 и чл. 31 от ЗЕ. Практиката на крайните снабдители е в ценовите си заявления да манипулират прогнозата за разпределение на количествата електрическа енергия между групите клиенти и между отделните тарифи по начин, който да им гарантира значително по-висока стойност на компонентата за дейността, в сравнение с утвърдената от регулатора такава. В тази връзка е от изключително значение анализът на отчетните данни на дружествата. Предвид горното, увеличаване на размера на компонентата от 6,5% ще доведе до нарушаване на чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, регламентиращи принципите за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти, осигуряване на равни условия за сключване на сделки при свободно договорени цени в сравнение със сключваните с обществения доставчик или с крайните снабдители на електрическа енергия, както и този, регламентиран в чл. 31, т. 4 от ЗЕ, съгласно който цените следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала.

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.

Комисията не приема възражението относно разходите за несъбираемите вземания за основателно предвид мотивите, изложени в т. 1.4. от единния подход.

### 2.3.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ на ценовото предложение 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:

<b>„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД</b>	
<b>Показатели</b>	<b>Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.</b>
	<b>лв./kWh</b>
<b>I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>	
<b>1. Три скали</b>	
в т.ч. - Върхова	0,18873
- Дневна	0,12797
- Нощна	0,07313
<b>2. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,15076
- Нощна	0,07313
<b>3. Една скала</b>	
	<b>0,15076</b>
<b>II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>	
<b>1. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,14184
- Нощна	0,05442
<b>2. Една скала</b>	
	<b>0,14184</b>

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,84 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 348 231 хил. лв.

Клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01024 лв./kWh;
2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00896 лв./kWh;
3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03478 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 01.07.2019 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 необходими годишни приходи и цени въз основа на данните, с които разполага.

2.4.2. В законоустановения срок не е постъпило становище от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД 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-13-77-6 от 15.04.2019 г. дружеството е представило информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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 01.07.2019 г.
	лв./kWh
<b>I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>	
<b>1. Три скали</b>	
в т.ч. - Върхова	0,19448
- Дневна	0,10564
- Нощна	0,05225
<b>2. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,13223
- Нощна	0,05225
<b>3. Една скала</b>	
	<b>0,13223</b>
<b>II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>	
<b>1. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,13665
- Нощна	0,05729
<b>2. Една скала</b>	
	-



при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,84 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 5 571 хил. лв.

Клиентите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01024 лв./kWh;
2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00644 лв./kWh;
3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03125 лв./kWh.

<b>ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2019 г.</b> <i>(включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)</i>	
„ЧЕЗ Електро България“ АД	2,90%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	2,97%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	2,80%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	0,45%
<b>СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ</b>	<b>2,90%</b>

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, чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 6, т. 9, т. 10, т. 13, т. 17 от Закона за енергетиката, § 40 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г. и чл. 2, ал. 1, т. 1, т. 3 – 6, т. 10 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.:

1. Прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да закупува електрическа енергия, както следва:

**Прогнозни помесечни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители**

	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	Количества на обществения доставчик от ТЕЦ „Марица- изток 2“ ЕАД	Количества на обществения доставчик от „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД	Количества на обществени я доставчик от „КонтурГло бал Марица Изток 3“ АД	Количества на обществени я доставчик от производител и от ВЕКП под 1 MW	Количества на обществени я доставчик от производител и от ВИ под 1 MW	<b>ОБЩО</b>
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли	52 984	148 800	223 200	290 160	252 960	250	32 570	<b>1 000 924</b>
август	108 658	148 800	223 200	147 600	282 720	278	29 648	<b>940 904</b>
септември	12 165	136 080	144 000	144 000	392 000	514	24 709	<b>853 468</b>
октомври	8 158	61 835	149 000	268 000	474 050	708	21 289	<b>983 041</b>
ноември	63 758	237 600	144 000	258 000	456 800	882	16 079	<b>1 177 119</b>
декември	17 752	669 600	148 800	222 960	386 640	993	14 125	<b>1 460 870</b>
януари	15 872	855 600	148 800	155 760	286 880	1 085	26 744	<b>1 490 741</b>
февруари	115 759	326 956	134 400	265 680	416 800	972	31 328	<b>1 291 895</b>
март	111 344	187 979	148 600	287 200	477 810	1 093	36 119	<b>1 250 145</b>
април	18 864	72 000	93 600	264 000	417 400	736	41 224	<b>907 823</b>
май	13 847	44 640	96 720	292 470	351 280	487	40 171	<b>839 615</b>
юни	65 711	110 110	97 680	245 020	232 076	262	32 360	<b>783 219</b>
<b>ОБЩО</b>	<b>604 873</b>	<b>3 000 000</b>	<b>1 752 000</b>	<b>2 840 850</b>	<b>4 427 416</b>	<b>8 260</b>	<b>346 367</b>	<b>12 979 765</b>

2. Количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители – 12 979 765 MWh, от които:

- за „ЧЕЗ Електро България“ АД – 4 767 597 MWh;
- за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 5 137 558 MWh;
- за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 3 026 200 MWh;
- за „ЕСП Златни пясъци“ ООД – 48 410 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 01.07.2019 г.:

1. Цена за задължения към обществото в размер на 19,57 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 4,99 лв./MWh, компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 0,93 лв./MWh, компонента, отразяваща невъзстановяемите разходи, произтичащи от споразумението за изкупуване на енергия от „Ей И Ес –ЗС Марица Изток 1“ ЕООД, в размер на 6,68 лв./MWh, компонента, отразяваща невъзстановяемите разходи, произтичащи от споразумението за изкупуване на енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, в размер на 5,02 лв./MWh, и компонента, отразяваща допълнителни задължения към обществото, наложени на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, в размер на 1,95 лв./MWh, 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 53,90 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 806 812 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 14 969 746 MWh.

3. На „Национална електрическа компания“ ЕАД:

3.1. Цена на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 70,40 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 232 005 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 3 295 444 MWh;

3.2. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, в размер на 89,67 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 3,34 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 1 163 896 хил. лв. и количество електрическа енергия – 12 979 765 MWh.

4. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

4.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,41 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 13 817 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 523 428 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 2,12 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 82 075 хил. лв. и количества електрическа енергия 38 633 893 MWh.

4.3. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 9,83 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 329 702 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 523 428 MWh.

4.4. Цената 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 5,14 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 15 018 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 2 919 535 MWh.

4.5. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената за достъп по т. 4.2. или т. 4.4. на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, за което последното не дължи плащане.

5. На електроразпределителните дружества:

5.1. На „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени за втората ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 328 344 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 482 117 MWh, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01002 лв./kWh, без ДДС;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03426 лв./kWh, без ДДС;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01989 лв./kW/ден, без ДДС;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00577 лв./kWh, без ДДС.

**5.2.** На „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени за втората ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 307 106 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 586 990 MWh, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00950 лв./kWh, без ДДС;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03576 лв./kWh, без ДДС;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01981 лв./kW/ден, без ДДС;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00599 лв./kW, без ДДС.

**5.3.** На „Електроразпределение Север“ АД цени за втората ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 207 775 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 5 445 000 MWh, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01274 лв./kWh, без ДДС;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03478 лв./kWh, без ДДС;

– цена за достъп за битови и небитови клиенти – 0,00896 лв./kWh, без ДДС.

**5.4.** На „Електроразпределение Златни пясъци“ АД цени за втората ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 2 734 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 72 516 MWh, както следва:

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00644 лв./kWh, без ДДС;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03125 лв./kWh, без ДДС.

**6.** На крайните снабдители:

**6.1.** На „ЧЕЗ Електро България“ АД:

**6.1.1.** Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни 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 – 5,84 лв./MWh; необходимими годишни приходи – 548 653 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 4 767 597 MWh, както следва:

<b>„ЧЕЗ Електро България“ АД</b>	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.
	лв./kWh
<b>I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>	
<b>1. Три скали</b>	
в т.ч. - Върхова	0,18413
- Дневна	0,11807
- Нощна	0,07823

<b>„ЧЕЗ Електро България“ АД</b>	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.
	лв./kWh
<b>2. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,14947
- Нощна	0,07823
<b>3. Една скала</b>	<b>0,14947</b>
<b>II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>	
<b>1. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,13538
- Нощна	0,05676
<b>2. Една скала</b>	<b>0,13538</b>

**6.1.2. Клиентите на „ЧЕЗ Електро България“ АД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:**

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – **0,01024** лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,03426** лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа за небитови клиенти – **0,01989** лв./kW/ден;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – **0,00577** лв./kWh.

**6.2. На „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД:**

**6.2.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни 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 – **5,84** лв./MWh; необходими годишни приходи – **591 228** хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – **5 137 558** MWh, както следва:**

<b>„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД</b>	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.
	лв./kWh
<b>I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>	
<b>1. Три скали</b>	
в т.ч. - Върхова	0,17573
- Дневна	0,11571
- Нощна	0,06988
<b>2. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,13694

<b>„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД</b>	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.
	лв./kWh
- Нощна	0,06988
<b>3. Една скала</b>	<b>0,13694</b>
<b>II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>	
<b>1. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,13333
- Нощна	0,05331
<b>2. Една скала</b>	<b>0,13333</b>

6.2.2. Клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01024 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03576 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа за небитови клиенти – 0,01981 лв./kW/ден;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00599 лв./kWh.

6.3. На „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД:

6.3.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни 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 – 5,84 лв./MWh; необходими годишни приходи – 348 231 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 3 026 200 MWh, както следва:

<b>„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД</b>	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.
	лв./kWh
<b>I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>	
<b>1. Три скали</b>	
в т.ч. - Върхова	0,18873
- Дневна	0,12797
- Нощна	0,07313
<b>2. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,15076
- Нощна	0,07313
<b>3. Една скала</b>	<b>0,15076</b>
<b>II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>	

<b>„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД</b>	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.
	лв./kWh
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14184
- Нощна	0,05442
2. Една скала	<b>0,14184</b>

6.3.2. Клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01024 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00896 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03478 лв./kWh.

6.4. На „ЕСП Златни пясъци“ ООД:

6.4.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни 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 – 5,84 лв./MWh; необходими годишни приходи – 5 571 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 48 410 MWh, както следва:

<b>„ЕСП Златни Пясъци“ ООД</b>	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.
	лв./kWh
<b>I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,19448
- Дневна	0,10564
- Нощна	0,05225
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13223
- Нощна	0,05225
3. Една скала	<b>0,13223</b>
<b>II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13665
- Нощна	0,05729
2. Една скала	-

**6.4.2. Клиентите на „ЕСП Златни Пясьци“ ООД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:**

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01024 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00644 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03125 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.**

**Решението подлежи на обжалване пред Административен съд – София град в 14-дневен срок.**

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:  
ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:  
РОСИЦА ТОТКОВА**