



## РЕШЕНИЕ

№ Ц-14

от 30.06.2023 г.

### КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 30.06.2023 г., след като разгледа заявления с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2023 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, вх. № Е-13-41-35 от 31.03.2023 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, вх. № Е-13-47-13 от 30.03.2023 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-49-7 от 31.03.2023 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-273-71 от 31.03.2023 г. от „Електроразпределение Север“ АД, вх. № Е-13-46-14 от 31.03.2023 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-7 от 03.04.2023 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-2 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-33-4 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, вх. № Е-14-34-3 от 04.04.2023 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД и вх. № Е-14-09-4 от 03.04.2023 г. от „Топлофикация-Русе“ АД, писма с вх. № Е-13-09-12 от 18.04.2023 г. от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД и с вх. № Е-04-64-5 от 16.05.2023 г. от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, допълнителна информация, постъпила в отговор на изпратено от Комисията за енергийно и водно регулиране писмо с изх. № Е-13-77-5 от 04.04.2023 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, както и с писма с вх. № Е-13-62-141 от 13.06.2023 г. и вх. № Е-13-62-141 от 16.06.2023 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, вх. № Е-13-262-78 от 13.06.2023 г. и вх. № Е-13-262-85 от 15.06.2023 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-273-129 от 13.06.2023 г. от „Електроразпределение Север“ АД и вх. № Е-13-09-17 от 13.06.2023 г. и вх. № Е-13-09-18 от 15.06.2023 г. от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, събраните данни и доказателства от проведените на 01.06.2023 г. открито заседание и на 06.06.2023 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 снабдителни изкупената на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ електрическа енергия; по които крайните снабдителни продават електрическа енергия на битови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа, на ниво ниско напрежение; за достъп и/или за пренос до/през електропреносната мрежа; за достъп и/или за пренос до/през електроразпределителните мрежи и „цената за задължения към обществото“, съставляваща цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсирани на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: за компенсирани на невъзстановяеми разходи и разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото.

Според чл. 35, ал. 2, т. 3 и т. 3а от ЗЕ за произтичащи от наложени задължения към обществото се приемат разходите от задължения за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени по чл. 162 от ЗЕ и по чл. 31 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ), както и разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ.

За електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW, Комисията определя премии, като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин (чл. 33а от ЗЕ).

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

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

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

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

Назначената със Заповед № 3-Е-142 от 11.04.2023 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-664 от 22.05.2023 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 169 от 26.05.2023 г., т. 3. В изпълнение на разпоредбата на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 47 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) е проведено открито заседание на 01.06.2023 г. На основание чл. 48 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 179 от 02.06.2023 г., т. 2, е приела проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“, който е подложен на 06.06.2023 г. на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ.

Във връзка с проведеното открито заседание от енергийните дружества са постъпили становища и възражения, както следва: с вх. № Е-13-01-14 от 01.06.2023 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, с вх. № Е-13-41-55 от 01.06.2023 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, с вх. № Е-13-62-138 от 01.06.2023 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, с вх. № Е-13-47-21 от 01.06.2023 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, с вх.

№ Е-13-262-77 от 01.06.2023 г. и вх. № Е-13-262-86 от 15.06.2023 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-49-11 от 01.06.2023 г. и вх. № Е-13-49-14 от 15.06.2023 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-128 от 01.06.2023 г. от „Електроразпределение Север“ АД, с вх. № Е-13-46-16 от 01.06.2023 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и с вх. № Е-13-12-4 от 01.06.2023 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ 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 писма с вх. № Е-04-64-6 от 01.06.2023 г. и вх. № Е-04-64-7 от 13.06.2023 г. Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ е представил становища по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

ФСЕС обръща внимание, че въз основа на направен анализ относно изпълнението на предвидените приходи в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР се констатира, че при планирани в ценовото решение приходи от квоти за емисии на парникови газове в размер на 2 436 415 хил. лв., Фондът ще събере приходи в размер на приблизително 2 257 688 хил. лв. Изчисленията на Фонда се базират на отчетни данни за периода 01.07.2022 г. – 30.04.2023 г. и прогноза за месеците май и юни 2023 г., при средна цена на квотите в размер на 83 – 85 евро/тон. Според ФСЕС предвидената в ценовото решение прогноза за цена на квотите от 85,00 евро/тон в начало на ценовия период, която плавно да се покачи до 99,00 евро/тон към 30.06.2023 г., няма да се реализира. Посочва, че към настоящия момент средната цена за ценовия период на квотите за емисии на парникови газове е в размер на 83 евро/тон, предвид което очаква до края на настоящия ценови период да събере със 179 000 хил. лв. по-малко средства по чл. 36д, ал. 1, т. 2 от ЗЕ.

По отношение на приходите от вноски по чл. 36е от ЗЕ Фондът прогнозира, че въз основа на отчетните данни за периода 01.07.2022 г. – 30.04.2023 г. и прогноза за месеците май и юни 2023 г. ще събере около 602 000 хил. лв. или с около 200 000 хил. лв. по-малко от предвидените приходи на Фонда в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР в размер на 806 млн. лева. Отбелязва, че събраните по-малко приходи водят до недостиг на ликвидни средства и невъзможност Фондът да изплаща своевременно одобрени разходи от Управителния съвет по чл. 36б, ал. 1, т. 1 и т. 2 от ЗЕ, които към настоящия момент възлизат на 163 000 хил. лв. В допълнение поставя акцент върху обстоятелството, че НЕК ЕАД декларира и заплаща във Фонда вноска по чл. 36е от ЗЕ единствено по утвърдената му цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ за регулиран пазар до края на 2022 г., въпреки че от получена от БНЕБ ЕАД информация е видно, че дружеството търгува чрез портфолиото си на производител и реализира приходи и по свободно договорени цени, които съществено се различават от регулираните такива. В тази връзка настоява при изчисляване на прогнозните приходи на Фонда по чл. 36е от ЗЕ и по-конкретно на тези, които се предвижда да бъдат внесени от НЕК ЕАД, в качеството му на производител, КЕВР да се съобрази с изложените факти, а в случай, че дружеството не интерпретира правилно приетите от Комисията решения, регулаторът да му даде задължителни указания, с цел гарантиране събираемостта на прогнозните приходи в ценовото решение за следващия регулаторен период и своевременно компенсиране на разходите от страна на ФСЕС.

При отчитане на реализираните количества електрическа енергия за предходната година и предвидените в доклада прогнозни пазарни цени на различните видове производители, ФСЕС прогнозира, че за предстоящия ценови период ще събере със 70 000 хил. лв. по-малко приходи по чл. 36е от ЗЕ от предвидените в доклада 656 490 хил. лв. Предвид изложеното, вземайки предвид отчетните данни и факта, че приходите на Фонда имат регулярен характер, с цел своевременно изпълнение на законовите задължения на ФСЕС да покрива ежемесечно разходите на обществения доставчик и на производителите на електрическа енергия за премии, намира за целесъобразно прилагането на по-консервативен подход при прогнозиране на приходите на Фонда по чл. 36д от ЗЕ.

Обръща внимание, че в § 65 от Преходните и заключителни разпоредби (ПЗР) на приет на първо четене Законопроект № 49-302-01-12 за изменение и допълнение на Закона за енергията от възобновяемите източници (ЗИД на ЗЕВИ) се вмения задължение на Фонда да изплаща разлика на производители, които не са достигнали приходи (включително и премии) през предходната календарна година, съответстващи на количеството електрическа енергия, изчислено при приложимото нетно специфично производство и съответната преференциална цена. Въвеждането на тази разлика гарантира получаване на приход от производителя на електрическа енергия по начин, съответстващ на предходната схема за подпомагане чрез задължително изкупуване по преференциална цена, въпреки че според ФСЕС именно регламентирането на договорите за премия е представлявало стъпка напред в либерализиране на пазара на електрическа енергия, като това включва и носене на пазарен риск от страна на производителите на електрическа енергия. Счита, че при окончателно приемане на § 65 от ПЗР на ЗИД на ЗЕВИ Фондът ще следва да изплаща разлики на производителите, което от своя страна ще наложи да бъдат оценени отново неговите приходи и разходи за ценовия период, доколкото няма предвиден друг целеви приход, с който да бъдат покрити новите разходи.

Комисията приема възражението на ФСЕС относно неизпълнение на приходите, заложи в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, за частично основателно, като е предвидена компенсация, описана в т. V от мотивите на настоящото решение. Основателно е и опасението за надценени приходи по чл. 36е от ЗЕ за следващия регулаторен период, които са коригирани предвид очакванията за по-ниски количества електрическа енергия, произведена от въглищните централи и редуциран износ.

Комисията приема възражението на ФСЕС относно размера на вноската по чл. 36е от ЗЕ, дължима от НЕК ЕАД за приходите от продажба на свободен пазар на количества произведена електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, за основателно. Следва да се има предвид, че съгласно чл. 100, ал. 4 от ЗЕ продажбата на електрическа енергия по свободно договорени цени от производители на електрическа енергия с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW задължително се извършва на организиран борсов пазар. Въпреки, че НЕК ЕАД съвместява едновременно няколко различни лицензионни дейности, дружеството е лицензиран производител на електрическа енергия от ВЕЦ и доколкото само за част от произведените количества електрическа енергия КЕВР му е определила разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ в качеството му на обществен доставчик, то по силата на чл. 100, ал. 4 от ЗЕ останалите количества дружеството задължително продава на борсовия пазар изключително в качеството си на производител, а не на обществен доставчик. В тази връзка не може да се прави сравнение с централите, чиято енергия изцяло се изкупува от НЕК ЕАД съгласно сключени СИЕ в качеството му на обществен доставчик, тъй като тези случаи са уредени в специалната хипотеза на чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ, тоест размерът на вноската по чл. 36е от ЗЕ се изчислява на база приходите на централите от продажбата на всички произведени от тях количества на обществения доставчик. Допълнителен аргумент може да се изведе и от разпоредбата на чл. 100, ал. 2 от ЗЕ, според която общественият доставчик на електрическа енергия може да продава само изкупена по реда на чл. 93а, ал. 1 и чл. 94 електрическа енергия по свободно договорени цени, като произведената електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, извън количествата по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ, не попада в обхвата на чл. 93а, ал. 1 и чл. 94 от ЗЕ, тоест дружеството няма право да продава тази енергия в качеството си на обществен доставчик. Освен това, във всички свои решения Комисията включва в прогнозните приходи на ФСЕС вноските по чл. 36е от ЗЕ на НЕК ЕАД по отношение приходите от произведените количества от ВЕЦ за свободен пазар, като изчислява същите върху определената прогнозна пазарна цена за съответния регулаторен/ценови период.

С писмо с вх. № Е-04-04-10 от 06.06.2023 г. Омбудсманът на Република България е представил становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

Омбудсманът посочва, че заявленията на енергийните предприятия за утвърждаване на цени са публикувани на интернет страницата на КЕВР, но със заличени изходни данни, което е в противоречие с изискванията на чл. 15, ал. 2 от ЗЕ. Отбелязва, че в доклада не са изложени аргументи:

- кое налага цените на нощната енергия да се увеличат съответно със 120,92% за „Електрохолд Продажби“ ЕАД, със 151,44% за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и със 154,69% за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, както и за дневната енергия – съответно с между 30,85% и 32,09%, при положение, че цената, по която НЕК ЕАД ще продава електрическа енергия на крайните снабдители, се увеличава с 38,67% (от 81,90 лв./MWh на 113,54 лв./MWh);

- защо за битовите потребители намаляват количествата електрическа енергия на по-ниска цена, включени в микса, с почти 12% спрямо предходния период (от 1 048 798 MWh на 923 294 MWh или 125 504 MWh), а с 6% спрямо предходния регулаторен период се увеличават количествата електрическа енергия с по-висока цена, произведена от „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД;

- защо компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ е определена в максималния допустим размер от 7%.

Според омбудсмана, за целите на ценообразуването Комисията е определила средногодишни технологични разходи за всяка ценова година от регулаторните периоди на отделните оператори на електрически мрежи (по 7,5% за всеки от операторите) без предварително да е провела текущо наблюдение съгласно изискванията на чл. 7 от Методиката за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на електрическа енергия при пренос и разпределение на електрическа енергия, приета с решение на КЕВР по Протокол № 69 от 10.05.2012 г.

Счита, че данните в доклада за компенсациите, получени от мрежовите оператори по приети от Министерския съвет решения за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи, са неясни и неразбираеми за потребителите, като настоява КЕВР да предостави подробна информация какъв размер компенсация е получил всеки от операторите и по какъв начин тези средства са включени при формирането на цените за мрежови услуги за новия ценови период.

Омбудсманът изразява несъгласие с липсата в доклада на анализ и съответно на извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването) по чл. 38, ал. 4, т. 2 от НРЦЕЕ. Не споделя мотивите на КЕВР, че по данни на електроразпределителните дружества за показателите за качество на енергията и качество на обслужването не се установяват отклонения от целевите стойности, които могат да бъдат приети за допустими, още повече, че тази констатация не кореспондира с данните от годишния доклад на Комисията за 2022 г. Според омбудсмана не е налице подобрене в качеството на услугите, тъй като за 2022 г. е сезиран с 1016 сигнала срещу електроразпределителните дружества, които са основно за некачествено електрозахранване. Посочва, че към момента липсва информация за осъществени планови проверки на електроразпределителните дружества за спазване на условията по издадените им лицензии. В заключение настоява КЕВР да преразгледа използвания подход при ценообразуването и изпълнението на показателите за качество да се проверява от регулатора.

Омбудсманът посочва, че до момента липсва информация от регулатора дали са извършени проверки на всички електроразпределителни дружества относно реално извършените инвестиции, въпреки че за 2023 г. такива проверки са предвидени съгласно годишния доклад на КЕВР за 2022 г.

Комисията приема горните възражения за неоснователни.

КЕВР е публикувала заявления при заличени изходни данни на тези дружества, които са посочили наличие на търговска тайна в информацията, съдържаща се в подадените от тях заявления. Следва да се има предвид, че тези заявления съдържат факти, свързани със

стопанската дейност на дружествата, техническа и финансова информация, структура на разходите, цени и др. В този смисъл изходните данни в заявленията, 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 заявленията може да 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. В тази връзка, КЕВР не е нарушила разпоредбата на чл. 15 от ЗЕ при публикуването на заявления на дружества при заличени изходни данни.

Цената за снабдяване от краен снабдител се изчислява по формулата съгласно чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ. В този смисъл увеличението ѝ се дължи и напълно отразява повишената средна покупна цена на електрическата енергия и увеличената като абсолютна стойност компонента за дейността „снабдяване от краен снабдител“. Следва да се подчертае обаче, че общата цена на електрическата енергия (с включени мрежови тарифи) се изменя с един и същи процент, независимо дали е дневна/нощна или една скала.

Различното отражение на това увеличение върху тарифната структура на цената (дневна/нощна и една скала) се дължи на наблюдаваните в последно време промени в пазарните процеси, при които извънпиковата цена на електрическата енергия (която в голяма степен съвпада с нощната тарифа) трайно се изравнява, дори надвишава пиковата цена (съвпадаща в голяма степен с дневната тарифа), в резултат от ускореното развитие и въвеждане в експлоатация на обекти за производство на електрическа енергия от ВИ не само в България и региона, но и в цяла Европа. Горното налага и обосновава корекцията в тарифната структура на цената.

По отношение на компонентата по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ, при нейното определяне от 2020 г. КЕВР следва последователен подход, като утвърденият размер от 7% отразява изменението в структурата на регулирания пазар, от който отпаднаха небитовите крайни клиенти, присъединени на ниво ниско напрежение и оттам значителното намаляване на количеството електрическа енергия за снабдяване, върху което крайните снабдители реализират приходите си, при относително запазване на разходите на дружествата, влияещи се най-много от броя битови клиенти, който остава непроменен.

По отношение определянето на размера на технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи, КЕВР прилага подход, обвързан с използвания метод за регулиране „горна граница на приходи“ съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2, предложение второ от НРЦЕЕ. В тази връзка в началото на регулаторния период с продължителност от 2 до 5 години, Комисията на основание чл. 11, ал. 6 от НРЦЕЕ с решение определя допустимия целеви размер на признатия технологичен разход на всяко отделно електроразпределително дружество, вземайки предвид спецификите и моментното състояние на всяка от мрежите, тенденцията в развитието на действително отчетения размер технологични разходи на електроразпределителните дружества за предходния регулаторен период, както и процесите, наблюдавани в момента или непосредствено предстоящи в следващите години при управлението на електроразпределителните мрежи, като например ръста в броя на присъединени генериращи мощности на ниво електроразпределителна мрежа, развитието на технологиите при производството на усъвършенствани мрежови компоненти и елементи и др. По време на регулаторния период признатият размер на технологичния разход се запазва непроменен за всеки от ценовите периоди в рамките на регулаторния период, като по този начин дружествата биват стимулирани да насочват приоритетно инвестициите си в мрежата за намаляване на технологичните загуби.

Горното е в изпълнение на разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2, предложение второ от НРЦЕЕ, съгласно която при метода за ценово регулиране „горна граница на приходи“ Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийните предприятия за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава

трета от НРЦЕЕ. В тази връзка, според чл. 38, ал. 4 и ал. 7 от НРЦЕЕ при този метод за ценово регулиране КЕВР може да извършва единствено 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.

По отношение на показателите за качество на енергията и показателите за качество на обслужването, електроразпределителните дружества са предоставили данни, от които се установява, че по отношение на съответните лицензионни територии – в тяхната цялост, не са налице отклонения от допустимите целеви стойности на тези показатели, като в тази връзка КЕВР счита, че е обосновано въвеждането на нов механизъм за индивидуално компенсирание на клиентите, при установяване на отклонения от стандарта, вкл. и чрез въведените в общите условия по чл. 104а от ЗЕ задължения за електроразпределителните дружества да заплащат неустойка на клиент, при установено по надлежния ред отклонение от допустимите показатели за качество на електрическата енергия. КЕВР счита такъв подход за справедлив, тъй като така се обезщетяват само засегнатите потребители, а не всички, в т.ч. и тези, при които не се наблюдава влошено качество.

През 2022 г. в Комисията са постъпили общо 251 бр. жалби за лошо качество на доставяната електрическа енергия – 132 бр. срещу „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, 69 бр. срещу „Електроразпределение Север“ АД, 50 бр. срещу „Електроразпределение Юг“ ЕАД и 2 бр. срещу ЕСО ЕАД.

Предвид трайно високия в последните три години в сравнение с останалите електроразпределителни дружества брой на оплакванията, на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД е извършена планова проверка за изпълнение на условията на Лицензия № Л-135-07/13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“, която обхваща периода от 01.08.2020 г. до 31.12.2021 г. и е свързана с постъпилите в дружеството жалби, свързани с качеството на доставяната електрическа енергия в периода от 01.08.2020 г. до 31.12.2021 г., предприетите мерки и постигнатите резултати, както и изпълнението на задължителни указания, срокът за изпълнение на които попада в този период. От направените проверки на място и извършените измервания на стойностите на захранващото напрежение се констатира, че за 10 броя от проверените 30 обекти качеството на доставяната електрическа енергия не отговаря на определените показатели в т. 3.2.1.3.2 от Методика за отчитане изпълнението на целевите показатели и контрол на показателите за качество на електрическата енергия и качество на обслужването на мрежовите оператори, обществените доставчици и крайни снабдителни, приета с Решение № 87 от 17.06.2010 г. на ДКЕВР. За тези обекти „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД не е изпълнило изискванията на т. 3.3.1. от Лицензията, поради което на електроразпределителното дружество са съставени и връчени 10 акта за установяване на административно нарушение, във връзка с които председателят на КЕВР е издал 10 наказателни постановления за налагане на имуществени санкции в общ размер 600 хил. лв. Не са констатирани неизпълнени в срок дадени задължителни указания.

По всички 253 жалби на потребители, свързани с влошено качество, са извършени обстойни проверки и е изискано монтиране на уреди за проверка на качеството. През 2022 г. Комисията е приела като основателни 32 жалби, за които на съответния лицензиант са дадени задължителни указания по прилагане на закона и лицензията, определен е срок за тяхното изпълнение и се следи за неговото спазване.

Комисията не приема възражението на омбудсмана относно липса на данни за размера на компенсациите, получени от мрежовите оператори по приети от Министерския съвет решения за компенсирание на разходите им за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи, както и по какъв начин тези средства са включени при формирането на цените за мрежови услуги за новия ценови период. По-долу в решението, в относимата част за всяко електроразпределително дружество и за оператора на електропреносната мрежа, ясно е посочен размерът на компенсациите, получени от всяко дружество, както и начинът, по който КЕВР е отразил тези допълнителни средства при определяне размера на необходимите им приходи – при електроразпределителните дружества

средствата са включени в изчисляването на корекцията по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, съответно при оператора на електропреносната мрежа – в корекцията по чл. 27а от НРЦЕЕ.

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

– Планова проверка на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-135-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. За резултатите от проверката е изготвен Констативен протокол № Е-4 от 25.05.2023 г. и доклад с вх. № Е-Дк-718 от 12.06.2023 г. г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 190 от 15.06.2023 г., т. 4. В хода на проверката не са констатирани нарушения на лицензия № Л-135-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. На дружеството не са дадени задължителни предписания;

– Планова проверка на „Електроразпределение Юг“ ЕАД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-140-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. За резултатите от проверката е изготвен Констативен протокол № Е-5 от 25.05.2023 г. и доклад с вх. № Е-Дк-717 от 12.06.2023 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 190 от 15.06.2023 г., т. 2. В хода на проверката не са констатирани нарушения на лицензия № Л-140-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. На дружеството не са дадени задължителни предписания;

– Планова проверка на „Електроразпределение Север“ АД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-138-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. За резултатите от проверката е изготвен Констативен протокол № Е-6 от 25.05.2022 г. и доклад с вх. № Дк-716 от 12.06.2023 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 190 от 15.06.2023 г., т. 3. В хода на проверката не са констатирани нарушения на лицензия № Л-138-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. На дружеството не са дадени задължителни предписания.

С писмо с вх. № Е-04-37-7 от 20.06.2023 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

По отношение включването в количествата електрическа енергия за регулиран пазар на допълнително количество електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в размер на 2 200 000 MWh по силата на заповед на министъра на енергетиката, АСЕП посочва липсата на нормативно основание в ЗЕ или в подзаконовата нормативна рамка, което да отговаря напълно на действителната ситуация. Предлага да се помисли в посока изработването на адекватни текстове, като възможен подход е отпадане на 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.

Според АСЕП разходите за производство на електрическа енергия на производителите с определена квота за регулиран пазар са занижени, тъй като в цените им не са включени присъщи разходи като например тези за заплащане на цена за достъп до електропреносната мрежа и на вноската от 5% от приходите им във ФСЕС по чл. 36е от ЗЕ. Този регулаторен подход поставя производителите с квоти за регулиран пазар в ситуация да компенсират горните разходи от свободния пазар, което ги принуждава да продават на краткосрочните и рискови пазари в търсене на по-висока доходност, вместо да могат да предложат електрическата си енергия на дългосрочна база с цел осигуряване на необходимата стабилност. Счита, че КЕВР следва да предприеме действия в подкрепа предлагането на дългосрочни продукти, в т.ч. да определя количества електрическа енергия от държавните централи, които да се предлагат на дългосрочна база, както и условията и видовете продукти на търговете.



Намира подобни действия за ефективни, тъй като въпреки че пазарът на едро е либерализиран, той е концентриран и доминиран от държавните дружества.

Отбелязва, че за пореден път, както и в предходни години, и без обективни аргументи се определят занижени количества електрическа енергия за крайните снабдители и се допуска хипотеза, в която крайните снабдители да надхвърлят определените им квоти. Посочва, че всяко отклонение между прогноза и реално потребени количества на практика означава, че клиентите са заплащали електрическата енергия под реалната цена на извършените разходи, което генерира дефицит в обществения доставчик, който следва да се покрие от ФСЕС в бъдещ ценови период. Този подход води до нарушаване на предвидимостта за търговските участници и до ощетяване на свободния пазар чрез отнемане на полагащите му се количества. В тази връзка настоява за следващия ценови период количествата електрическа енергия, които общественият доставчик ще осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители, да бъдат увеличени до 12 396 691 MWh.

АСЕП счита, че усилията за осигуряване на социално приемлива цена е необходимо да се извършват въз основа на установени регулаторни практики, като например двутарифен модел, докато извършването на социална политика чрез компенсации за всички потребители, помощи за енергийно бедни и други мерки следва да е в компетентността на правителството. Обръща внимание, че средствата от ФСЕС следва да се използват по целесъобразност, а не изцяло за потискане на цените за регулиран пазар. Тези средства трябва да се използват за стимулиране изграждането на нови мощности и за енергийна ефективност, което е единствената устойчива мярка за енергийната сигурност и справяне с високите разходи на енергийните суровини.

АСЕП апелира да се гарантира в максимална степен достоверността на прогнозата, като в случай на отклонения да се предвидят механизми, които да позволяват корекции в рамките на ценовия период. Поради безпрецедентната динамика на пазарите на едро през последната година е необходимо КЕВР да възприеме подход за актуализация на ценовото решение и утвърждаване/корекция на цени и количества поне на шестмесечна база, което ще минимизира изкривявания и най-вече ще гарантира стабилността на националния пазар, без системни дисбаланси, каквито се наблюдават. Този подход следва да обхване всички променливи компоненти на ценовото решение, вкл. прогнозна пазарна цена за базов товар.

Неоснователно е възражението на АСЕП за непризнаване на действителния размер на разходите за производство на електрическа енергия на производителите с определена квота за регулиран пазар, тъй като в цените им не са включени присъщи разходи като например тези за заплащане на цена за достъп до електропреносната мрежа и на вноската от 5% от приходите им във ФСЕС по чл. 36е от ЗЕ. Съгласно чл. 30, ал. 6 от ЗЕ, за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 – 4 от ЗЕ в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия, а чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ предвижда, че за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи за вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ.

Комисията приема възражението за определяне на занижени количества електрическа енергия за крайните снабдители, което води до допълнителни разходи за ФСЕС за покриване на дефицита на обществения доставчик, за неоснователно във връзка с изложените по-долу мотиви в т. IV.2.4. от настоящото решение. В допълнение, размерът на количествата електрическа енергия за клиентите на регулиран пазар зависи от множество трудно прогнозируеми в дългосрочен аспект фактори, в т.ч. метеорологическите характеристики на летните месеци, на отоплителния сезон, интензивността на заместване от крайни клиенти на друг вид енергия с електрическа енергия, ниво на инвестиции в битова техника и отоплителни уреди с ниска енергийна консумация, саниране на жилища с цел постигане на по-висока енергийна ефективност, изграждане на инсталации за производство на електрическа енергия за собствено потребление и др. В тази връзка, предвид отклоненията на прогнозите на крайните снабдители от реално закупените количества от обществения доставчик през последните три

ценови периода, както и разминаването в прогнозите на НЕК ЕАД (12 558 076 MWh) и крайните снабдители (11 957 568 MWh) за следващия ценови период, при определянето им са използвани отчетните данни за 2022 г., които са индексирани с 3%.

По отношение предложението на АСЕП за предвиждане на механизми, които да позволяват корекции на цените в рамките на ценовия период, в т.ч. и на прогнозната пазарна цена за базов товар, следва да се има предвид, че такива вече са регламентирани на законово и подзаконово ниво чрез разпоредбите на чл. 31б от ЗЕ и чл. 38 и сл. от НРЦЕЕ.

В останалата си част възраженията и предложенията на АСЕП изискват законодателни промени и/или са неотнормирани към настоящото административно производство.

С писмо с вх. № Е-12-00-364 от 19.06.2023 г. Ясен Цветанов е представил становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., в което посочва факти и данни и прави възражения, неотнормирани към предмета на настоящото административно производство.

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

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

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

Към настоящия момент не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период, но са проведени 2 търга, относими частично към трето тримесечие на 2023 г.

<i>Дата</i>	<i>Инициатор</i>	<i>Продукт</i>	<i>Период</i>	<i>Цена лв./MWh</i>
21.06.2023 г.	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	Базов товар	юли 2023	204,17
31.05.2023 г.	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	Базов товар	Q3 2023	175,28

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърните сделки, които по своята същност са стандартизирани финансови форуърдни сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „Ден напред“.

Динамиката на фючърсите, относими към българския спот пазар, пряко корелира с фючърсите за региона (румънската и унгарската борси), като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс варира между 6,00 евро/MWh и 7,50 евро/MWh. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърските сделки.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX<sup>1</sup> (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, следва да се съпоставят с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърските сделки на HUDEX<sup>2</sup>.

В следващата таблица е представено сравнение на цените на фючърсите за H2 2023.

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -OPCOM	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q3 2023	218,37	221,30	230,10	229,56
Q4 2023	284,81	292,63	297,52	295,04
H2 2023	251,59	256,97	263,81	262,30

Горните данни показват, че стандартната девиация между българския и румънския пазар е около 5,38 лв./MWh (2,75 евро/MWh), докато с унгарския – около 12,22 лв./MWh (6,25 евро/MWh). Ако се анализират данните по месеци и/или тримесечия, девиацията български-унгарски пазар варира от 11,50 лв./MWh до 20,00 лв./MWh, в зависимост от търгуваните обеми и цените на капацитетите в региона. Към настоящия момент не са налични данни на EEX относно Q1 2024 и Q2 2024, съответно за H1 2024 за българския и румънския пазар, като такива са публикувани само за унгарския. Те обаче могат да се изчислят, като се използва стандартната девиация спрямо унгарския пазар, за който са налични данни. Изчислените данни са представени по-долу:

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q1 2024	318,25	330,48	331,42
Q2 2024	257,68	269,90	271,51
H1 2024	287,97	300,19	301,46

От горните данни може да се направи извод, че относимите стойности към българския пазар са за H2 2023 – 251,59 лв./MWh и за H1 2024 – 287,97 лв./MWh или средно за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 269,78 лв./MWh.

Основният движещ фактор за динамиката на цените на европейските, съответно регионалните, борси е цената на природния газ на европейските борси. Пряката корелация между тези две цени се обуславя от факта, че основно газови централи затварят цената на европейските борсови пазари. Това обстоятелство се променя, обаче, при наличие на предлагане на по-големи количества електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, което от своя страна се характеризира със спорадичен характер и е трудно за оценка при дългосрочни прогнози.

Предвид обстоятелството, че се наблюдава посока към стабилизиране на газовите цени на относително ниски нива, все още е трудно да се дефинира ясна тенденция, предвид предстоящия активен период на нагнетяване, въпреки че такива дейности текат и към момента. Газохранилищата в Европа са запълнени до около 60%. До началото на отоплителния сезон, започващ през есента, те трябва да са запълнени до 90% в съответствие с изискванията на

<sup>1</sup> <http://www.eex.com>

<sup>2</sup> <https://hudex.hu>

Европейската комисия. По-голяма е вероятността обаче в Европа да няма нова газова криза, за което ясен знак са изпреварващият ръст в броя и капацитета на терминалите за регазификация, респ. на количествата втечен природен газ, на фона на намаленото потребление и стартирането на различни инициативи, в т.ч. Solidarity Ring (STRING), като последната ще се окаже в основата на формиране на един перспективен и диверсифициран газов пазар, гарантиращ доставките за Централна и Югоизточна Европа. Въпреки това, анализаторите подхождат доста внимателно към бъдещето, като правят паралел с различни периоди от миналото по отношение не само на енергийния пазар, но и на финансовия, поставяйки във фокус и бъдещи политически и геополитически решения, оказващи въздействие върху пазарната ситуация на европейско и глобално ниво. На този фон все още остава трудно да бъдат определени тенденциите, които ще движат и европейския енергиен пазар. Страховете от нова криза, примесени с очаквания за ръст в търсенето на втечен природен газ в Азия след относително слабата 2022 г., пълно спиране на руския природен газ, идващ по газопроводи към Европа, както и една нормална зима в сравнение с по-меката от обичайната такава на 2022/2023 г., допълнително създават опасения за неустойчивост на наблюдаваните към настоящия момент тенденции по отношение на бъдещите ценови нива.

През последните два месеца пазара на дългосрочни енергийни продукти се характеризира с изключителна динамичност и волатилност. Стойността на фючърсите на европейските борси, относими към българския пазар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., варира в диапазона от 214,94 лв./MWh до 287,66 лв./MWh. Видно от графиката по-долу, през май се наблюдава рязък спад, като впоследствие през юни пазарът се възстановява почти до първоначалните нива. Причините са основно в динамиката на пазарите на петрол и природен газ, предизвикана от новините за търсенето на азиатския и американския пазари, както и очакванията през следващите месеци инфлацията да спадне значително още през юни и да продължи да намалява с бързи темпове до края на годината. Долната графика ясно показва, че към настоящия момент не съществува ясен тренд, като посоката му се изменя в зависимост от международните политически и икономически процеси, но имайки предвид глобалното забавяне на световната икономика, по-скоро очакванията са ценовите нива да се установят в диапазона между 250,00 лв./MWh и 260,00 лв./MWh, тъй като е вероятно да последват редица бързи спадове, редувани с временни ценови пикове.



При прогнозирането на цената за предстоящия регулаторен период би следвало да се отчетат както горните аргументи, така и асиметричността, наблюдавана в българската пазарна зона, която се дължи на голям приток от нови инвестиции в соларни проекти, като се предвиди допълнително отклонение на цената надолу в размер на около 5%. В тази връзка, след прилагане на посочената корекция, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. следва да е в размер на 256,37 лв./MWh.

**Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. е определена в размер на 256,37 лв./MWh.**

Съгласно чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година от групите, съответно: независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи са използвани предоставените от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2022 г. – 31.12.2022 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдителни, 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 2022 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 2022 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара „Ден напред“ за 2022 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна годишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент, съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от горната симулация са, както следва:

1. Независим преносен оператор:

Извършена е симулация на участието на ЕСО ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	495,30 лв./MWh
2	Постигнатата среднопретеглена цена	474,67 лв./MWh
3	Групов коефициент $K_i$ (р.2/р.1)	0,95836
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>245,69 лв./MWh</b>

## 2. Оператори на електроразпределителни мрежи:

Извършена е симулация на участието на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, „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	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	492,47 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (р.2/р.1)	0,99430
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>254,91 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, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – ВТ“ АД, „Топлофикация – Враца“ ЕАД, „Топлофикация – Разград“ АД, „Брикел“ ЕАД и „Топлофикация Русе“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	465,56 лв./MWh
3	Групов коефициент Kc (р.2/р.1)	0,93997
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>240,98 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“), „Енери Солар БГ 1“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово), „РЕС Технолджи“ АД (ФЕЦ Златарица), „Дъбово Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Дъбово), „Компания за енергетика и развитие“ ООД (ФЕЦ Добрич), „Екоенерджи Солар“ ЕООД (ФЕЦ Екоенерджи Солар), „Е.В.Т. – Електра Волт Трейд“ АД (ФЕЦ Е.В.Т. – Електра Волт Трейд), „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД (ФЕЦ PV-центра 1), „Би Си Ай Казанлък 2“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 3“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 4“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 5“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 6“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 7“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 8“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 9“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 10“ ЕООД, „Уинд Форс БГ“ ЕООД (ФЕЦ Чобанка), „Екосолар“ ЕООД (ФЕЦ Екосолар), „Риал Стейтс“ ЕООД (ФЕЦ Априлци) и „Тракия-МТ“ ЕООД (ФЕЦ Малко Търново) 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	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	483,50 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (р.2/р.1)	0,97619
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>250,27 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	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	447,88 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (р.2/р.1)	0,90427
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>231,83 лв./MWh</b>

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

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

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	513,27 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (р.2/р.1)	1,03629
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>265,67 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	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	502,54 лв./MWh
3	Групов коефициент Kb (р.2/р.1)	1,01463
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>260,12 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 и § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., съответно за оператора на електропреносната мрежа, операторите на електроразпределителни мрежи и групите производители е, както следва:**

- 1. Независим преносен оператор – 245,69 лв./MWh;**
- 2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 254,91 лв./MWh;**
- 3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 240,98 лв./MWh;**
- 4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 250,27 лв./MWh;**
- 5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 231,83 лв./MWh;**

**6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 265,67 лв./MWh;**

**7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 260,12 лв./MWh.**

## **II. ПРОИЗВОДИТЕЛИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ**

При утвърждаване на цените на енергийните предприятия, получили лицензия за дейността „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-14-24-7 от 03.04.2023 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление с вх. № Е-13-12-2 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-4 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-34-3 от 04.04.2023 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД, заявление с вх. № Е-14-09-4 от 03.04.2023 г. от „Топлофикация-Русе“ АД и заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2023 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) относно водноелектрическите централи, собственост на дружеството.

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

### **1. „АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД**

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

С Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, в частта по т. II.2., на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 60,96 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 954 109 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 650 833 MWh.

Със заявление с вх. № Е-14-24-7 от 03.04.2023 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия – 69,77 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 239 694 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 121 655 хил. лв.; консумативи – 3 129 хил. лв.; други променливи разходи – 1 770 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 1 720 хил. лв.; вноски за фонд „Радиоактивни отпадъци“ и за фонд „Извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения“ – 113 130 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 777 011 хил. лв., в т.ч.: разходи за заплати – 187 513 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 46 878 хил. лв.; социални разходи – 32 145 хил. лв.;



разходи за амортизации – 203 088 хил. лв.; разходи за ремонт – 150 403 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 156 982 хил. лв.;

- Възвръщаемост – 60 722 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 15 442 370 MWh;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 16 288 792 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 и разходи, произтичащи от лицензионни и нормативни изисквания;

– цената на електрическата енергия осигурява икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала от 2,88%, при оборотен капитал 89 418 хил. лв. и регулаторна база на активите 2 100 015 хил. лв.;

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

– прогнозните производствено-технически показатели са определени на базата на следните фактори: проектни характеристики на ядрените блокове с отчитане на въздействието на характерните за площадката околни условия (температура/ниво на водоизточника) върху изходната електрическа мощност; оптимално натоварване на мощностите с отчитане на спецификата на експлоатация: работа в базов режим; работа мощностен ефект в края на горивната кампания преди спиране за планов годишен ремонт (ПГР); допустими скорости на изменение на товара при планови преходни режими; съгласуван с ЕСО ЕАД график за работа на ядрено-енергийните блокове (ЯЕБ) през 2023 г. съгласно процедурата в Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС); прогнозни режими на работа на ЯЕБ през 2023 г. – 2024 г. съгласно плана за развитие на дружеството; планови престои за ПГР – 42 календарни дни на ЯЕБ № 6 през второ полугодие на 2023 г., 40 календарни дни на ЯЕБ № 5 през първо полугодие на 2024 г.; допустима непланова неготовност – 1%, при световна тенденция за АЕЦ в експлоатация – до 3%; прогнозен размер на производство (брuto) за регулаторния период при така планираните експлоатационни режими в размер на 16 288 792 MWh;

– прогнозен размер на собствените нужди (брuto производство, намалено с търговски нетен износ в ЕЕС) на база прогнозни експлоатационни режими, в размер на 846 422 MWh, от които 22 800 MWh очакваното потребление на директно присъединени към вътрешната електрическа мрежа на централата клиенти по реда на чл. 119, ал. 2 от ЗЕ, т.е. реални собствени нужди – 823 622 MWh (5,20 % от прогнозното брuto производство);

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

– прогнозният размер на средствата за работни заплати и осигурителни вноски е съпоставим с нивото на отчетените през 2022 г.;

– разходите за амортизации за обекти от електропроизводството са прогнозираны в размер на 203 088 хил. лв. при използване на линеен метод на амортизация, съгласно счетоводните политики на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и в зависимост от техническия полезен живот на активите. В отчетните и в прогнозните разходи не са включени разходите за амортизация на активите, придобити по безвъзмезден начин, в размер на 7 284 хил. лв. Прогнозният размер на амортизацията е с 2% по-висок от отчетната стойност на амортизационните отчисления за 2022 г. Разчетен е на база разходи за амортизация съгласно индивидуалния счетоводен амортизационен план на дружеството и амортизационните

планове на предвидените за въвеждане в действие през ценовия период активи, съгласно счетоводните политики;

– разходите за ремонт са определени в размер на 150 403 хил. лв., което представлява увеличение с 63,66% спрямо отчетените за 2022 г. 91 902 хил. лв., поради обективни разлики в обема на ремонтните програми за изминалата 2022 г. и за предстоящия регулаторен период, като са отчетени периодичността на провежданите дейности по техническо обслужване и ремонт (през 1, 2, 4, 5, 8 години) и вариращият обем на допълнителните дейности и коригиращ ремонт, както и пазарните фактори, влияещи на цените на доставките и услугите. Според дружеството сравнение с предходната година и сравнение на разходите за ремонт за предстоящия ценови период по отчетните данни от предходната календарна година е нецелесъобразно и технологично несъотносимо;

– разходите, пряко свързани с дейността по лицензията за производство на електрическа енергия, са прогнозираны на база нормативни изисквания и сключени договори. Съществено увеличени спрямо отчета за 2022 г. са разходите за извозване на отработено ядрено гориво от 24 100 хил. лв. на 42 000 хил. лв., разходите за работно облекло от 1 599 хил. лв. на 4 056 хил. лв., разходите за въоръжена и противопожарна охрана от 23 468 хил. лв. на 27 392 хил. лв. и разходите за безплатна предпазна храна от 14 039 хил. лв. на 18 837 хил. лв.;

– ядреното гориво е на стойност 118 523 хил. лв., като разходите за осигуряването му не са обвързани със и съответно не са определени на база специфичен разход на условно гориво, поради неприложимостта му за технологията на електропроизводство от ядрено гориво. Реално измеримият показател за икономическа ефективност на атомната централа е горивната компонента, отразяваща разходите за свежо ядрено гориво за производството на единица електрическа енергия. Технологията на електропроизводство от ядрено гориво при четиригодишен горивен цикъл изисква частично презареждане на активната зона на реактора всяка година. Броят на свежите касети и компановката на активната зона са определени след анализ на резултатите от предходната горивна кампания и провеждане на специализирани неутронно-физични разчети, при които характеристиките на активната зона се оценяват за съответствие с приоритетните изисквания за обезпечаване на безопасността на ядрените инсталации, дефинирани в ТООБ (техническа обосновка на безопасността), ТР (технологичен регламент) за безопасна експлоатация и лицензиите за експлоатация на ядрените съоръжения, както за текущата, така и за следващите четири горивни кампании; отчитат се планираните графици за натоварване на ЯЕБ и продължителността на необходимите планови ремонти с оглед постигане на безопасна и ефективна експлоатация и планираното електропроизводство; предвижда се зареждане на блок № 6 с 42 броя свежи топлоотделящи касети (ТОК) тип ТВСА-12 и 48 броя свежи ТОК тип ТВСА на блок № 5; към стойността на горивото и кластерите за зарядките са добавени и съпътстващите ги задължителни разходи по доставката (разрешения от АЯР, транзитни и други такси); цените на отделните типове ТОК, които ще бъдат заредени в активните зони на реакторите, са предвидени съгласно действащия договор за доставка на свежо ядрено гориво. Предвид разликите в горивната конфигурация и в производството през 2022 г. и за следващия регулаторен период, формалното сравнение и фиксиране на разходи за гориво за предстоящ период по отчетни разходи за предходен период, без да се вземат предвид обективните технологични и физични фактори, е нецелесъобразно;

– регулаторната база на активите (РБА) е определена на база на стойността на активите към 31.12.2022 г., пряко свързани с дейността производство на електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и възлиза на 2 110 015 хил. лв. Необходимият оборотен капитал, като част от РБА, възлиза на 89 418 хил. лв. и е изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не са включени разходите за амортизации и разходите за обезценка на несъбираеми вземания;

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

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

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

### 1.3. Ценообразуващи елементи

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

– Осигурителните вноски са коригирани до отчетените през 2022 г., предвид обстоятелството, че дружеството не е обосновало завишаването им с 12% при запазване на нивата на работните заплати до отчетените през базисната година;

– Разходите за амортизации са коригирани до отчетените през 2022 г. Приложимият за „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД метод за регулиране не предполага предварително включване в РБА на активи, съответно признаване на амортизации за тях, вследствие на изпълнение на текущи инвестиционни дейности през периода, за който се утвърждават цени, като активите, съответно амортизацията, се отразяват след въвеждането им в експлоатация, т.е. отчетени през базисната година;

– Разходите за ремонт са коригирани от 150 403 хил. лв. на 105 963 хил. лв., представляващи отчетените през базисната година разходи по това перо, индексирани с инфлационен индекс от 15,3% по данни от Националния статистически институт (НСИ) за отчетената за 2022 г. инфлация. Аргументите на дружеството по отношение на периодичността на провежданите ремонтни дейности и твърдението, че сравнение на разходите за ремонт за предстоящия ценови период по отчетните данни от предходната календарна година е нецелесъобразно и технологично несъотносимо са неоснователни. Анализ на заявленията на дружеството по отношение на тази група разходи за последните пет ценови периода категорично показва, че константно „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД заявява значително завишени разходи за ремонт и поддръжка спрямо отчетените през предходната година, като впоследствие отчита съществено по-ниски такива. Данните са представени в следващата таблица:

Разходи за ремонт „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД			
Заявление за утвърждаване на цени /година	Отчет базисна (предходна) година	Стойност по заявление	% Увеличение
2019	59 257	74 788	26,21%
2020	67 279	70 643	5,00%
2021	66 889	89 028	33,10%
2022	79 563	119 769	50,53%
2023	91 902	150 403	63,66%

– Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са коригирани от 156 982 хил. лв. на 133 440 хил. лв., тъй като разходите за работно облекло, материали за текущо поддържане, местни данъци и такси, пощенски разходи, телефони и абонаменти, абонаментно поддържане, наеми, проверка на уреди, експертни и одиторски разходи, командировки, почистване и озеленяване на площадката, отпадни води и безплатна храна са признати на ниво отчет през 2022 г. Разходите за извозване на отработено ядрено гориво (два превоза на 118 касети ОЯГ по рамковото допълнение № 19) са коригирани от 42 000 хил. лв. на 31 873 хил.

лв., като са разчетени на база отчетните данни за 2021 г., когато са реализирани два транспорта на 192 касети ОЯГ от ВВЕР-1000;

– Променливите разходи са коригирани от 239 694 хил. лв. на 230 417 хил. лв., в резултат на корекция на разходите за вноски във фонд „Безопасност и съхраняване на радиоактивни отпадъци“ и във фонд „Извеждане на ядрени съоръжения от експлоатация“, които са преизчислени в размер на 10,5% от приходите на дружеството, както и корекция на променливите разходи, класифицирани като други до отчетеното през базисната година ниво;

– Необходимият оборотен капитал е преизчислен на 91 418 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;

– Извършена е корекция на прогнозата на дружеството относно произведената нетна електрическа енергия от 15 442 370 MWh на 15 615 000 MWh, представляваща отчетеното през базисната година нетно производство. През 2020 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е произвело 15 787 268 MWh, през 2021 г. 15 650 833 MWh, през 2022 г. 15 615 000 MWh, а предвиденият за следващия регулаторен период 1% запас за непредвидени престои представлява обстоятелство със случаен и извънреден характер, което не следва да се отчита за целите на ценовото регулиране.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	15 442 370	15 615 000
2	Променливи разходи	хил. лв.	239 694	230 426
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	777 011	700 037
4	Възвръщаемост	хил. лв.	60 722	60 779
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	1 077 426	991 243
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	69,77	63,48

**Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изчислена в размер на 63,48 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 991 243 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 615 000 MWh.**

## 2. „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД

С Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., в частта по т. П.3.1., КЕВР е утвърдила за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. на НЕК ЕАД цена за производство на електрическата енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 80,98 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи от 257 427 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 3 178 843 MWh.

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

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на цени, дружеството е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 90,88 лв./MWh, без ДДС, формирана при следните условия:

– Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. от 3 151 095 MWh, като количеството електрическа енергия е определено съгласно чл. 19, ал. 3 от НРЦЕЕ на база средногодишното производство за последния 11-годишен период;

- Условно-постоянните разходи са прогнозирани на базата на отчета за 2022 г., като е предвидено увеличение на елементите, върху които има влияние инфлацията. Увеличението е с прогнозен среден процент инфлация в размер на 5,1%, отразяващ актуалния процент инфлация, заложен в приетия държавен бюджет;
- Дружеството обосновава прогнозираните по-високи с 895 хил. лв. разходи за ремонт за следващия регулаторен период, спрямо отчетените през 2022 г., с необходимостта от гарантиране безопасността и сигурността на съоръженията, както и подобряване състоянието на сградния фонд и прилежащите терени;
- Разходите за данъци и такси, командировки, охрана на труда, членски внос и разходи за международни организации са прогнозирани на нивото на отчета за 2022 г.;
- Разходите за въоръжена охрана, работно облекло и застраховки са прогнозирани съгласно сключените договори, като в тях е отразено и увеличението на минималната работна заплата за страната;
- Разходите за персонал са индексирани с 5,1%;
- Разходите за безплатна храна са прогнозирани съгласно условията в колективния трудов договор (КТД) и Наредба № 11 от 21.12.2005 г. за определяне на условията и реда за осигуряване на безплатна храна и/или добавки към нея и КТД);
- Разходите за амортизации са изчислени по приетия от дружеството метод;
- Останалите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията, са увеличени с 5,1% прогнозна инфлация;
- Разходите за услугата водоподаване са увеличени спрямо отчета за 2022 г., като са отразени увеличението на минималната работна заплата и 5,1% прогнозна инфлация;
- НЕК ЕАД включва в цената на ВЕЦ и разходи за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 20 203 хил. лв. Дружеството аргументира тези разходи с намаленото производство от ВЕЦ и необходимостта за производство от ПАВЕЦ за покриване на вечерния пик на потребление, като ПАВЕЦ трябва да работи в помпен режим през нощта, за да осигури необходимата вода за електропроизводство в пиковите часове;
- РБА е изчислена съгласно предварителния отчет за 2022 г. Използваната от дружеството НВ е в размер на 6,27%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 2,89% и НВ на собствения капитал от 7,50%.

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

С писмо с вх. № Е-13-01-14 от 01.06.2023 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

НЕК ЕАД изразява несъгласие с извършената корекция на заявените разходи, свързани с лицензионната дейност (работно облекло, въоръжена и противопожарна охрана, разходи за командировки и тези, класифицирани като други), от 20 876 хил. лв. на нивото на отчета за 2022 г. – 19 462 хил. лв., със следните мотиви:

Увеличението на разходите за работно облекло е в резултат от сключени договори след проведени обществени поръчки. Необходимостта от обновяване на работното (защитно) облекло е с цел гарантиране на безопасни условия на труд и предотвратяване на трудови злополуки. Изборът на доставчик е извършен чрез обществена поръчка по критерий най-ниска цена. Посочва, че намаляването на средствата за този вид разход ще се отрази върху условията на труд в производствените дейности на предприятието и може да бъдат нарушени предписанията, издавани от Изпълнителна агенция „Главна инспекция по труда“.

Увеличените разходи за въоръжена и противопожарна охрана също са съгласно сключени договори. Охраната се осъществява от външни изпълнители, като основният разход е разходът за труд. Отбелязва, че възнагражденията в дружествата за охрана са обвързани с

минималната работна заплата, като най-често не я превишават. С постановление на Министерски съвет минималната работна заплата е изменена спрямо предходния период и възлиза на 780 лв. от 01.01.2023 г., като се очаква да бъде увеличена. Счита, че това увеличение пряко се отразява и в договорите за охрана и затова този разход не може да бъде съпоставим с разхода за предходна година. В допълнение обръща внимание, че осъществяването на охрана на обекти с национално и стратегическо значение може да се извършва само от лицензирани дружества, отговарящи на специфични изисквания, поставяни от Държавна агенция „Национална Сигурност“.

По отношение включването в разходите за произведена електрическа енергия от собствени ВЕЦ на разходи за ПАВЕЦ в помпен режим, НЕК ЕАД отбелязва, че съгласно отчетни данни за първите четири месеца на 2023 г. консумираната електрическа енергия от ПАВЕЦ в помпен режим е в размер на 35 272 MWh, които са изцяло за компенсиране на излишъци от регулирания пазар. Въз основа на горните факти и след допълнителен анализ на пазара на електрическа енергия дружеството счита, че тази тенденция за консумация на ПАВЕЦ ще се запази и през предстоящия регулаторен период. В резултат на това в разходите за произведена електрическа енергия от ВЕЦ следва да се включат разходи за ПАВЕЦ, изчислени за 100 000 MWh консумирана електрическа енергия или в размер на 11 022 хил. лв.

Дружеството отбелязва, че за енергията, предоставяна на регулиран пазар, няма механизъм за възстановяване на разходите за 5% вноска към ФСЕС и за цената за достъп до електропреносната мрежа, поради което настоява КЕВР да признае тези разходи като присъщи за ВЕЦ и да бъде предвидена компенсация чрез Фонда. Във връзка с обстоятелството, че предвидената електрическа енергия за консумация от ПАВЕЦ е за затваряне на график на крайните снабдителите в деня, предхождащ деня на доставка, НЕК ЕАД настоява да бъде признат като присъщ и компенсиран разходът за достъп и пренос на ПАВЕЦ.

Комисията приема за неоснователни възраженията относно корекцията на разходите, пряко свързани с лицензионната дейност. Приложимият по отношение на НЕК ЕАД метод за регулиране обвързва признатите разходи с отчетените такива през базисната година, съпоставени с утвърдените за предходния регулаторен период. В тази връзка Комисията преценява икономическата обосновааност и целесъобразност на предложените стойности на разходите и отражението им по отношение на гарантирането на експлоатационната дейност на централите. В допълнение, Комисията счита за недопустимо увеличението на разходите за работно облекло почти 4 пъти (от 154 хил. лв. на 653 хил. лв.), което не кореспондира нито с инфлацията за тази група продукти през последната година от 7,3%, нито с отчетените разходи от тази група за последните 5 години, през които същите варират от 56 хил. лв. до 205 хил. лв. Съгласно т. 1.3. от издадената му лицензия дружеството е длъжно да извършва лицензионната дейност по начин, съвместим с принципа за икономическа целесъобразност и с минимални разходи.

По отношение на разходите за ПАВЕЦ в помпен режим Комисията счита за целесъобразно да се използват отчетните данни за консумираните количества през базисната година. При допълнителна необходимост от използване на ПАВЕЦ за обезпечаване на потреблението на клиентите на регулирания пазар в пиковите часове, НЕК ЕАД следва да използва за дейността на съоръжението в помпен режим допълнителните количества от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, предвидени в т. III от мотивите на настоящото решение.

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

Конкретно по отношение искането за компенсиране на разходите за заплащане на цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа на ПАВЕЦ в помпен режим следва да се има предвид, че с оглед спецификата на помпено-генераторните хидроагрегати на ПАВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, същите попадат в хипотезата на чл. 27, ал. 3, т. 1 от Правилата за търговия с електрическа енергия, съответно дружеството ще заплаща мрежови услуги за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа по приложимите цени за достъп и пренос за производители, а не за крайни клиенти, предвид обстоятелството, че разликата между отдаденото и постъпилото в/от мрежата количество електрическа енергия винаги ще бъде с положителна стойност.

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

След анализ на информацията, която се съдържа в подаденото от НЕК ЕАД заявление за утвърждаване на цени и в представения предварителен годишен финансов отчет на дружеството за 2022 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

- Социалните разходи са коригирани до отчетените през базисната година. Дружеството не е предоставило обосновка за поисканото увеличение от 25%;
- Разходите, пряко свързани с лицензионната дейност, са коригирани от 20 806 хил. лв. на 19 462 хил. лв., като разходите за работно облекло, въоръжена и противопожарна охрана, разходите за командировки и разходите, класифицирани като други разходи, са признати на ниво отчет 2022 г. Тези разходи са необосновано завишени (част от тях в пъти), като дружеството не е обосновоало подробно причините, налагащи сключването на договорите, които посочва като основание за увеличените разходи;
- Променливите разходи са коригирани от 94 118 хил. лв. на 76 019 хил. лв., в резултат на извършена корекция на разходите за електрическа енергия за работа на помпено-акумулиращи водноелектрически централи от 20 203 хил. лв. на 2 104 хил. лв. Предвидения разход за консумация на ПАВЕЦ в помпен режим е изчислен, като към разхода за закупена електрическа енергия по прогнозната пазарна цена е приспаднал приходът от реализираната електрическа енергия с отразен КПД по получената регулирана цена.

	MWh	лв./MWh	хил. лв.
Разходи за консумирана електрическа енергия от ПАВЕЦ, предоставена от АЕЦ	40 000	63,48	2 539
Разходи за консумирана електрическа енергия от ПАВЕЦ по пазарна цена	10 000	250,00	2 500
Общо консумирана електрическа енергия от ПАВЕЦ	50 000	100,78	5 039
Приход от реализирана електрическа енергия, произведена от ПАВЕЦ	35 000	83,87	2 936
<b>Разлика за компенсиране чрез цена за ВЕЦ</b>			<b>2 104</b>

- Предложените стойности на РБА и НВ не са коригирани.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	3 151 095	3 151 095
2	Променливи разходи	хил. лв.	94 118	76 019
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	117 882	113 902
4	Възвръщаемост	хил. лв.	74 366	74 366
5	Необходимите годишни приходи	хил. лв.	286 367	264 287
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	90,88	83,87

Предвид гореизложеното, цената на НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството, е изчислена в размер на 83,87 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 264 287 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 151 095 MWh.

### 3. „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

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

Със заявление с вх. № Е-13-12-2 от 31.03.2023 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 278,24 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 43,76 лв./MW\*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 329,98 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 2 406 415 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 337 537 хил. лв., консумативи – 37 025 хил. лв., други променливи разходи – 2 031 854 хил. лв. (такса услуга водоползване – 209 хил. лв., енергия за производствени нужди – 770 хил. лв., разходи за покупка на електрическа енергия от свободен пазар – 2 638 хил. лв., депониране на пепелина – 7 837 хил. лв., разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 2 020 400 хил. лв.);
- Условно-постоянни разходи – 387 219 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 98 982 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 30 341 хил. лв.; социални разходи – 14 848 хил. лв.; разходи за амортизации – 140 000 хил. лв.; разходи за ремонт – 59 161 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 43 887 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 60 283 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 8 648 792 MWh;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 10 226 197 MW\*h.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 8 648 792 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 2 406 415 хил. лв., като дружеството включва горива за производство: местни въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД, мазут и природен газ, разходи за закупени квоти за въглеродни емисии, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи, като услуга водоподаване, енергия за собствени нужди и депониране на пепелина.

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

- Основното гориво, използвано в „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, са въглища, добивани от „Мини Марица изток“ ЕАД в Източномаришкия енергиен комплекс, които се характеризират от една страна с високо сярно и пепелно съдържание и влажност, а от друга и с много ниска калоричност. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 332 637 хил. лв. при нова цена на въглищата от 01.03.2022 г. в размер на 87,35 лв./ТУГ. Не е предвидено увеличение на цената на въглищата в рамките на новия регулаторен период;
- Предвидените разходи за гориво за разпалване са на обща стойност 4 900 хил. лв. и включват разходи за мазут – 1 701 хил. лв. и разходи за природен газ – 3 199 хил. лв. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база прогнозна цена 1 692,61 лв./х.нм<sup>3</sup> с включена цена за пренос и прогнозна цена за достъп през газопреносната мрежа;
- При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за варовик, формирани от количеството варовик 953 370 тона, използвано за сероочистване на димните



газове, като сключените договори за доставка са с действаща цена за тон варовик в размер на 37,00 лв./тон. Планираните разходи за варовик възлизат на 35 275 хил. лв.;

– Разходите за водоползване се формират съгласно чл. 10, ал. 1 от Тарифата за таксите за водовземане за ползване на воден обект и декларация по чл. 194б от Закона за водите за изчисляване на дължимата такса по утвърден образец от министъра на околната среда и водите за разрешено ползване на воден обект за 2018 г. на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД;

– Разходите за квоти за парникови газове са формирани въз основа на очакването на дружеството да емитира 11 351 803 тона парникови газове, като цялото количество следва да бъде закупено по пазарни цени. Общата стойност на разходите за квоти за новия регулаторен период е изчислена на 2 020 400 хил. лв., като за изчислението е използвана цена от 91 евро/тон.

Условно–постоянните разходи, заявени от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, включват пет основни групи: разходи за заплати, разходи, свързани с осигурителното законодателство, разходи за амортизации, разходи за ремонти и разходи, пряко свързани с дейността по лицензията. Общата стойност на планираните условно-постоянни разходи за новия ценови период възлиза на 387 219 хил. лв.

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

– Планираните средства за работни заплати и осигуровки за новия ценови период се увеличават с 8,29% спрямо отчетените за 2022 г. и възлизат на 98 982 хил. лв. Увеличението се дължи на нов КТД за периода 01.01.2022 г. – 31.12.2023 г., сключен на 26.11.2021 г., и анекс към него от 12.01.2022 г., който предвижда размерът на основните месечни трудови възнаграждения в „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да се повиши с процента на увеличение на минималната работна заплата за страната;

– Разходите, свързани със социални осигуровки, възлизат на 45 189 хил. лв., като според дружеството тяхната стойност е в съответствие със социално-осигурителното законодателство. Общата стойност на тези разходи също се увеличава през новия регулаторен период съобразно предвидения ръст на работните заплати;

– Планираните разходи за амортизации през новия ценови период възлизат на 140 000 хил. лв. Според „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД приложимата счетоводна политика за тяхното отчитане е съобразена с изискванията на КЕВР за прилагане на линеен метод на амортизация, спрямо полезния живот на активите;

– Дружеството посочва, че ремонтната програма за новия регулаторен период е на стойност 59 161 хил. лв. и завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2022 г., се дължи на планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение, както и най-вече на значителното повишение на цените на материалите, суровините и услугите в резултат на инфлацията, която по данни на Националния статистически институт (НСИ) за индекса на потребителските цени за периода от месец януари 2022 г. до месец януари 2023 г. възлиза на 16,4%;

– Планираните от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД разходи за новия ценови период, пряко свързани с дейността по лицензията, възлизат на 43 887 хил. лв. и се увеличават с 14,51% спрямо отчетените за 2022 г. поради по-високите разходи за персонал, ремонти, амортизации, застраховки, разходи за въоръжена и противопожарна охрана, наем на хидротехнически съоръжения и такси лиценз;

– Изчислената от дружеството РБА възлиза на 1 808 493 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал в размер на 300 434 хил. лв. или 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходи за амортизации. В стойността на РБА не е включен преоценен резерв;

– Използваната от дружеството НВ на собствения капитал (НВск) за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 3%, като среднопретеглената цена на капитала е 3,33%.

Дружеството няма дългосрочни задължения, които да участват при изчислението на НВ на привлечения капитал (НВпк).

В постъпилото заявление „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД излага и следните допълнителни аргументи за включването му в микса за регулиран пазар:

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

– Централата е ключов елемент на ЕЕС и осигурява както основен товар за консумация, така и пълноценно участие в регулирането на честотата на напрежението в системата при най-ниска себестойност между останалите топлоелектроцентрали;

– ТЕЦ „Марица изток 2“ е единствената централа, която има връзка с трите нива на напрежение на ЕЕС на Република България – 110, 220 и 400 kV, което я прави основен фактор за устойчивата работа на ЕЕС, за ограничаване на разпространението на тежки аварии и подпомагане бързото възстановяване на системата;

– Енергийна сигурност и гарантиране на снабдяването с електрическа енергия не означават и не се свеждат единствено до статистически данни за възникнали тежки аварии и предприети действия за тяхното отстраняване съгласно ПУЕЕС. Осигуряването на енергийната сигурност, като стратегическа инфраструктура, е непрекъснат процес и оценката за нейния успех е наличието на непрекъснати енергийни доставки за всички потребители на територията на Р България. Включването на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в енергийния микс на обществения доставчик за новия регулаторен период ще осигури гарантиране на енергийните доставки на територията на страната.

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

С писмо с вх. № Е-13-12-4 от 01.06.2023 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД възразява срещу частичното непризнаване на условно-постоянните разходи на дружеството, които са коригирани от 387 219 хил. лв. на 356 257 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за амортизации, социалните разходи и разходите за материали за текущо поддържане до нивото, отчетено през базисната година.

Производителят изразява несъгласие с корекцията на разходите за ремонт от 59 161 хил. лв. на 35 910 хил. лв., представляващи отчетените през базисната година разходи по това перо, индексирани с инфлационен индекс от 15,3% по данни от НСИ за отчетената за 2022 г. инфлация. Счита, че вземането на отчетната 2022 г. като база не е икономически обосновано поради различния обем ремонтни дейности, които се планират за реализиране. За необосновано намира също и индексиранието с инфлационен индекс от 15,3% по данни от НСИ, който е среден индекс за всички стоки и услуги, докато повишението на цените на металите, строителните материали и услугите е значително по-високо. В подкрепа на горния аргумент препраща към Методиката за изменение на цената на договор за обществена поръчка в резултат на инфлация, приета с Постановление № 290 на Министерския съвет от 27.09.2022 г., обн. ДВ, бр. 78 от 30.09.2022 г., в сила от 30.09.2022 г., изм. и доп., бр. 19 от 28.02.2023 г., в сила от 28.02.2023 г., която регламентира начина за изменение на цената на договор за обществена поръчка и рамково споразумение в резултат на инфлация, при която съществено са увеличени:

– цените на основните стоки и материали, формиращи стойността на договора за строителство и рамковото споразумение за строителство;

– цените на основните стоки и материали, формиращи стойността на договора за доставка и рамковото споразумение за доставка, сключени от възложители, извършващи една или няколко секторни дейности, свързани с природен газ и топлинна енергия и/или

електрическа енергия, когато доставката е пряко относима към осъществяването на съответната секторна дейност.

В съответствие с извършена след подаване на заявлението за утвърждаване на цени актуализация на ремонтната му програма, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД предлага разходите за ремонти да бъдат утвърдени от Комисията в размер на 45 948 хил. лв.

Производителят изразява несъгласие с непризнаването на увеличените разходи за амортизации от 138 468 хил. лв., отчетени през 2022 г., на 140 000 хил. лв., като посочва, че разходите за амортизации за регулаторния период са изчислени на база счетоводен амортизационен план, който предвижда разходи за 2023 г. само на съществуващи активи в размер на 138 944 хил. лева. Предвидено е и незначително увеличение в резултат на увеличение на стойността на активите в резултат на изпълнение на инвестиционната програма.

По отношение разходите за материали за текущо поддържане и други разходи посочва, че разходите за материали за текущо поддържане са приети на нивото от 2022 г., а именно намаление от 5 450 хил. лв. на 5 141 хил. лв., но в приетия от КЕВР доклад липсва информация относно извършена корекция в намаление на условно-постоянни разходи в размер на 3 343 хил. лв., като предполага, че се касае за други разходи, част от условно-постоянните разходи на дружеството, които също са приети на нивото от отчетната 2022 г. Счита за необосновано неприлагането на корекция с инфлационен индекс по данни на НСИ при другите условно-постоянни разходи, като предлага разходите за материали за текущо поддържане, както и другите условно-постоянни разходи, за които стойностите са приети на нивото от 2022 г., да бъдат приети в съответствие с данните в подаденото заявление и/или да бъдат индексирани с инфлационен индекс по данни на НСИ.

Производителят отбелязва, че в приетия от КЕВР доклад липсва информация и мотиви относно редуцирането на емисионния коефициент до 1,30 тона въглеродни емисии за 1 MWh произведена нетна електрическа енергия, поради което количеството емитирани парникови газове е преизчислено на 11 243 429 тона. В тази връзка, възразява срещу непризнаването на по-високите разходи за квоти за емисии на парникови газове с аргумента, че посоченият в заявлението на дружеството размер на очакваното количество емитирани от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД парникови газове е съобразен с верифицирания доклад за емитираните парникови газове през 2022 г. Посочва, че стойността на база верифицирания доклад е 1,31253047 тона въглеродни емисии за 1 MWh произведена нетна електрическа енергия, при което за 8 648 792 MWh се получават 11 351 803 тона въглеродни емисии. Отбелязва също така, че при отчитане на по-ниско производство от планираното за регулаторния период ще се отчетат повече разходи за електрическа енергия за собствени нужди (като процент от общото производство), респективно по-високи разходни норми на въглища, мазут, газ и реагенти, а от там и по-висок коефициент за парникови газове, емитирани при производството на 1 MWh електрическа енергия. В допълнение обръща внимание, че съгласно т. 1, б. „б“ на Решение № 29 от 12.01.2023 г. на Министерския съвет за определяне на стойностите, които служат за изчисляване на тавана на пазарните приходи за съответния тип производител на електрическа енергия по § 8, ал. 1 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за прилагане на разпоредби на Закона за държавния бюджет на Република България за 2022 г., Закона за бюджета на държавното обществено осигуряване за 2022 г. и Закона за бюджета на Националната здравноосигурителна каса за 2022 г. (обн. ДВ, бр. 104 от 2022 г.), за производител на електрическа енергия от кондензационна електрическа централа на въглища, включително от лигнитни въглища, е определена стойност от 350 лв./MWh, увеличена с умножената по 1,32 средномесечна цена на тон емисионни квоти CO<sub>2</sub>, за един MWh.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД изразява несъгласие с отказа на Комисията да определи разполагаемост на дружеството за регулиран пазар и не споделя изложените мотиви за определяне на допълнителни количества електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД с оглед по-ниската цена на произведената електрическа енергия. Намира, че заместването на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД с количества електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД ще доведе до изкривяване на структурата на микса за регулирания пазар, тъй като по този

начин в общото количество ще преобладава базова енергия, което не съответства на товарния профил и реалното потребление на крайните клиенти и ще създаде риск от нарушаване сигурността на доставките. Посочва, че към настоящия момент страната не разполага с алтернативни, заместващи енергийни мощности, които биха могли да гарантират сигурността на доставките на енергийни услуги. Предвиденото експоненциално включване на нови производители от ВИ допълнително силно ще затрудни балансирането на електроенергийната система. В този смисъл счита, че „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД следва да изпълнява роля на гарант за сигурността на енергийните доставки за клиентите на регулирания пазар при цена, която отразява пълните разходи за производство на съответните количества, предназначени за регулирания пазар, като подробно излага аргументи за ролята, мястото и значението на централата при гарантиране сигурността на електроенергийната система чрез предоставяне на различни допълнителни услуги във връзка с регулирането. Обръща внимание, че грижата за енергийната сигурност, като стратегическа инфраструктура, е непрекъснат процес и оценката за нейния успех е наличието на непрекъснати енергийни доставки за всички потребители на територията на Р България. Включването на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в регулирания микс за новия регулаторен период има за цел да осигури гарантиране на енергийните доставки на територията на страната. В допълнение посочва, че съгласно Решението от 31.01.2020 г. на Народното събрание на Република България (обн. ДВ, бр.11 от 2020 г.), което на основание чл. 86, ал. 2 от Конституцията на Република България е задължително за всички държавни органи, организации и граждани, Министерският съвет се задължава да предприеме всички необходими мерки за недопускане в дългосрочен план на прекратяване на функционирането и/или ограничаване на производствения капацитет на въглищните топлоелектрически централи от групата на „Български енергиен холдинг“ ЕАД. Отчитайки необходимостта за обезпечаване на резерви от разполагаема мощност за първично регулиране на честотата и вторично регулиране на честотата и обменните мощности в електроенергийната система, както и риска от дестабилизиране на работата на системата през зимните месеци в случай на силно ограничено производство от въглищните централи, предлага преди вземането на окончателно решение за предстоящия регулаторен период КЕВР да изиска становище от ЕСО ЕАД и НЕК ЕАД относно необходимостта от доставката на разполагаема мощност за балансиране на системата.

Комисията приема възраженията по отношение приложения инфлационен индекс от 15,3% за неоснователни. Корекцията на разходите за ремонт от 59 161 хил. лв. на 35 910 хил. лв., представляващи отчетените през базисната година разходи по това перо, индексирани с инфлационен индекс от 15,3% по данни от НСИ за отчетената за 2022 г. инфлация, е обосновано с оглед забавения ръст на инфлацията през 2023 г., като цените на металите и строителните материали бележат дори спад в сравнение с нивата, отчетени през 2022 г. Анализ на разходите за ремонт на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за последните 5 години категорично показва, че инфлацията е вече частично акумулирана през 2022 г., когато дружеството отчита сериозен ръст на разходите за ремонт от над 50% спрямо отчетените такива през предходните години.

Разходи за ремонт		
	хил. лв.	Отклонение спрямо предходната година
2018 г.	25 910	
2019 г.	24 549	-5%
2020 г.	22 565	-8%
2021 г.	20 267	-10%
2022 г.	31 145	54%
2023 г. очаквано	35 910	15%

По отношение разходите за амортизации следва да се има предвид, че дружеството не е представило обосновка за увеличаване им размер. Освен това, приложимият за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД метод за регулиране не предполага предварително включване в РБА на активи, съответно признаване на амортизации за тях, вследствие на изпълнение на текущи инвестиционни дейности през периода, за който се утвърждават цени, като активите, съответно амортизацията, се отразяват след въвеждането им в експлоатация, т.е. отчетени през базисната година.

Възражението относно редуцирането на емисионния коефициент Комисията приема за основателно, като е приложен отчетеният от дружеството коефициент в размер на 1,31253047 тона въглеродни емисии за 1 MWh.

КЕВР не споделя и възражението на дружеството, че предвидените допълнителни количества електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД ще доведат до изкривяване структурата на микса за регулирания пазар. В настоящото решение, в частта относно определянето на разполагаемост, ясно е посочено, че тези количества, освен че са с най-ниска цена, са предназначени за потреблението на ПАВЕЦ, което ще направи възможно в часовете с пиково потребление да се използва електрическата енергия от ВЕЦ – най-бързият и гъвкав обект за производство на електрическа енергия.

### 3.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, условно-постоянните разходи на дружеството са коригирани от 387 219 хил. лв. на 356 257 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за амортизации, социалните разходи, разходите за материали за текущо поддържане, разходите за застраховки, разходите за въоръжена и противопожарна охрана и разходите за наем на хидротехнически съоръжения до нивото, отчетено през базисната година. Освен, че дружеството не е обосновало завишените разходи за амортизации, приложимият за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД метод за регулиране не предполага предварително включване в РБА на активи, съответно признаване на амортизации за тях, вследствие на изпълнение на текущи инвестиционни дейности през периода, за който се утвърждават цени, като активите, съответно амортизацията, се отразяват след въвеждането им в експлоатация, т.е. отчетени през базисната година. Разходите за ремонт са коригирани от 59 161 хил. лв. на 35 910 хил. лв., представляващи отчетените през базисната година разходи по това перо, индексирани с инфлационен индекс от 15,3% по данни от НСИ за отчетената за 2022 г. инфлация.

Предложената от дружеството стойност на разходите за квоти за въглеродни емисии в размер на 2 020 400 хил. лв.<sup>3</sup> е преизчислена на 1 953 793 хил. лв.<sup>4</sup>, като очакваното количество емитирани парникови газове е преизчислено на 11 351 803 тона.

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	8 648 792	8 648 792
2	Променливи разходи, в т.ч.:	хил. лв.	2 406 415	2 339 809
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил. лв.	2 020 400	1 953 793
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	387 219	356 257
4	Възвръщаемост	хил. лв.	60 283	60 925
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	2 853 918	2 756 991
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	329,98	318,77

<sup>3</sup> Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД при прогнозна цена на емисии CO<sub>2</sub> от 91,00 €/тон

<sup>4</sup> Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO<sub>2</sub> от 88,00 €/тон

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е изчислена в размер на 318,77 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 2 756 991 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 8 648 792 MWh.

#### 4. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ ЕАД

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

Със заявление с вх. № Е-14-33-4 от 31.03.2023 г. „ТЕЦ Бобов дол“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 365,71 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 44,21 лв./MW\*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 430,75 лв./MWh, без ДДС.

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

– Променливи разходи – 571 604 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 359 650 хил. лв., други променливи разходи – 211 954 хил. лв. (разходи за материали – 425 хил. лв., разходи за хидратна и негасена вар за СОИ – 5 815 хил. лв., разходи за поддръжка (депониране) – 115 хил. лв., такса услуга водоползване – 266 хил. лв., вода за производствени нужди – 365 хил. лв., разходи за покупка на електрическа енергия – 6 009 хил. лв., акциз на въглища за производство на топлинна енергия в инсталации за КП – 163 хил. лв., разходи за външни услуги – 39 054 хил. лв., разходи по чл. 36е от ЗЕ – 9 240 хил. лв., разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 150 501 хил. лв.);

– Условно-постоянни разходи – 86 221 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 22 649 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 6 618 хил. лв.; социални разходи – 639 хил. лв.; разходи за амортизации – 11 445 хил. лв.; разходи за ремонт – 36 847 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 8 024 хил. лв.;

- Възвръщаемост – 15 445 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 1 563 000 MWh;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 2 299 380 MW\*h.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложените параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 1 800 000 MWh;
- собствени нужди – 13,17%;
- нетна електрическа енергия – 1 563 000 MWh;
- брутен специфичен разход условно гориво, при средна калоричност на суровините 2006 kcal./кг. – 380,8 г.у.г./kWh;
- нетен специфичен разход условно гориво – 438,57 г.у.г./kWh;
- разход на мазут – 3 600 тона.

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

- Разполагаеми два енергийни блока, тъй като един блок е в топлофикационен режим;
- Времетраене на съгласуваните периоди за ремонт на блок – 180 дни;
- Времетраене на несъгласувани по време престои за поддръжка – 5%;
- Обща брутна разполагаема мощност – 2 299 380 MW\*h;
- Норма на възвръщаемост на капитала – 7,67%, при оборотен капитал 45 151 хил. лв. и регулаторна база на активите – 201 349 хил. лв.

Дружеството обосновава размера на променливите разходи на база сключени анекси към рамковите договори за доставки на горива. В разходите за консумативи са запазени

отчетените за базовата година стойности, индексирани според официално отчетената инфлация. „ТЕЦ Бобов дол“ АД включва в разходите за квоти за въглеродни емисии емитираните през 2022 г. по цена от 95,00 евро/тон.

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

За регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. „ТЕЦ Бобов дол“ АД прогнозира разходите за заплати да са в размер на 22 649 хил. лв., съответстващи на разходите за заплати през 2022 г., увеличени с 10% поради настъпилата инфлация в страната. Начисленията, свързани с работните заплати, които „ТЕЦ Бобов дол“ АД прогнозира, са 7 257 хил. лв. за осигурителни вноски по нормативни документи.

„ТЕЦ Бобов дол“ АД предвижда амортизационни разходи в размер на 11 445 хил. лв., формирани на база отчет 2022 г.

Разходите за ремонт са 36 847 хил. лв., като се предвижда ремонт на блокове № 1, № 2 и № 3. Дружеството посочва, че предвидените разходи съответстват на заложените обеми, като повишената аварийност на основните съоръжения е основен фактор за това по значимо планиране на средства.

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са 8 024 хил. лв., определени на база отчет 2022 г. и отразена инфлация от 10%.

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

В законоустановения срок не е постъпило становище от „ТЕЦ Бобов дол“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

#### **4.3. Ценообразуващи елементи**

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ АД, се установи, че условно-постоянните разходи на дружеството са определени, като отчетените през базисната година стойности (без разходите за амортизации) са индексирани с инфлационен коефициент в размер на 10%. В тази връзка корекция до отчетеното ниво през базисната година е извършена единствено на съдебните разходи и тези за местни данъци, за които инфлацията е неприложима.

По отношение на променливите разходи на дружеството, разходите по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ не са признати, предвид разпоредбата на чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, съгласно която за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходите на производителите, съставляващи дължими на ФСЕС вноски в размер на 5% от приходите от продадената електрическа енергия, без ДДС. Разходите за квоти за въглеродни емисии са преизчислени от 150 501 хил. лв.<sup>5</sup> на 139 412 хил. лв.<sup>6</sup>

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

<sup>5</sup> Стойността е изчислена от „ТЕЦ Бобов дол“ АД при прогнозна цена на емисии CO<sub>2</sub> от 95,00 €/тон

<sup>6</sup> Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO<sub>2</sub> от 88,00 €/тон

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	1 563 000	1 563 000
2	Променливи разходи, в т.ч.:	хил. лв.	571 604	551 274
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил. лв.	150 501	139 412
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	86 221	86 155
4	Възвръщаемост	хил. лв.	15 445	15 445
5	Необходимите годишни приходи	хил. лв.	673 270	652 875
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	430,75	417,71

**Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ АД е изчислена в размер на 417,71 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 652 875 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 563 000 MWh.**

## 5. „ТЕЦ МАРИЦА 3“ АД

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

Със заявление с вх. № Е-14-34-3 от 04.04.2023 г. „ТЕЦ Марица 3“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 451,93 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 19,94 лв./MW\*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 548,90 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 61 011 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 12 717 хил. лв.; консумативи – 288 хил. лв.; други променливи разходи – 48 006 хил. лв. (такса услуга водоползване – 14 хил. лв., разходи за покупка на електрическа енергия – 20 445 хил. лв., разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 26 200 хил. лв.; разходи за абсорбент – 1 347 хил. лв.;

- Условно-постоянни разходи – 12 256 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 4 357 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 1 154 хил. лв.; социални разходи – 0 хил. лв.; разходи за амортизации – 3 678 хил. лв.; разходи за ремонт – 1 938 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 1 128 хил. лв.;

- Възвръщаемост – 835 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 656 640 MW\*h;
- Нетна електрическа енергия – 135 000 MWh.

Производствената програма на „ТЕЦ Марица 3“ АД за новия ценови период предвижда производството на 135 000 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 61 011 хил. лв., като в нея дружеството включва горива за производство: местни въглища – 162 685 т., биомаса – 40 500 т. и природен газ – 1 500 х.нм<sup>3</sup>, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: енергия за собствени нужди, депониране на пепелина и разходи за закупени квоти за въглеродни емисии. Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е както следва:

- основното гориво, използвано в „ТЕЦ „Марица 3“ АД, са въглища от „Марица Енерджи“ ЕООД. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 8 033 хил. лв. Очаква се специфичният разход на условно гориво за бруто произведена електрическа енергия да е 434,1 гуг./kWh. Разходи за биомаса – 2 734 хил. лв. Действаща средна цена на гориво към 31.12.2022 г. – 160,77 лв./ТУГ;



– разходите за газ за разпалване и стабилизиране на горивния процес са на обща стойност 1 950 хил. лв. По-високите разходи за природен газ се дължат на прогнозираното по-голямо производство и увеличаване (поради диспечирание) на циклите пуск/стоп за централата. Очакваният разход на природен газ за целия период е около 1 500 х.нм<sup>3</sup>. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база утвърдената от КЕВР цена;

– по отношение разходите за консумативи дружеството посочва, че с най-голяма тежест са разходите за варовик и хидратна вар, формирани от количеството им, използвано за сероочистване на димните газове до постигане на екологичните стандарти. Планираните разходи за варовик и хидратна вар възлизат на 1 347 хил. лв.

По отношение на условно-постоянните разходи дружеството планира средства за работни заплати и осигуровки за регулаторния период 01.07.2023 – 30.06.2024 г. в размер на 4 357 хил. лв. Предвидено е увеличение на средствата за работна заплата в резултат на увеличение на средносписъчния състав на „ТЕЦ Марица 3“ АД. Въпреки засиленото ангажиране на ремонтния персонал по изпълнение на дейностите, свързани с ремонта и поддръжката на съоръженията със собствени средства, дружеството посочва, че е необходимо да наеме и допълнителен персонал.

Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот. Дружеството посочва, че в периода 2011 г. – 2020 г. е реализирало значителни инвестиции, необходими за възстановяване и модернизирание на остарели производствени мощности и изграждане на екологични съоръжения (сероочистващи инсталации на блок 3), редица ремонти на блок 120 MW, което е довело до увеличаване на стойността на дълготрайните материални активи, респективно на разходите за амортизации.

„ТЕЦ Марица 3“ АД планира ремонтна програма за новия период на стойност 1 938 хил. лв. Дружеството обосновава завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2022 г., с планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение.

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

Дружеството посочва, че в съответствие с „Указания за образуване на цените при производство на електрическа енергия при прилагане на метода за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, в регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв. Изчислената регулаторна база на активите, посочена в заявлението, възлиза на 11 927 хил. лв.

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

В законоустановения срок не е постъпило становище от „ТЕЦ Марица 3“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

### **5.3. Ценообразуващи елементи**

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД, се установи, че условно-постоянните разходи на дружеството са определени, като отчетените през базисната година стойности (без разходите за амортизации, които са намалени с 5%) са индексирани с инфлационен коефициент в размер на 15,3%, съответстващ на отчетената за 2022 г. инфлация, обявена от

НСИ. В тази връзка корекция до отчетеното ниво през базисната година е извършена единствено на съдебните разходи и тези за местни данъци, за които инфлацията е неприложима.

По отношение на променливите разходи на дружеството, разходите за закупена електрическа енергия са коригирани от 17 732 хил. лв. на 11 526 хил. лв. предвид прогнозата пазарната цена да е с около 45% по-ниска спрямо отчетената за предходната година. Разходите за квоти за въглеродни емисии са преизчислени от 26 200 хил. лв.<sup>7</sup> на 21 958 хил. лв.<sup>8</sup>

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	135 000	135 000
2	Променливи разходи, в т.ч.:	хил. лв.	61 011	47 850
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил. лв.	26 200	21 958
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	12 852	12 838
4	Възвръщаемост	хил. лв.	596	596
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	73 863	60 688
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	547,13	449,54

**Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД е изчислена в размер на 449,54 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 60 688 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 135 000 MWh.**

## 6. „ТОПЛОФИКАЦИЯ РУСЕ“ АД

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

Със заявление с вх. № Е-14-09-4 от 03.04.2023 г. „Топлофикация Русе“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 465,14 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 6,81 лв./MW\*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 471,94 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 117 102 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 90 734 хил. лв., от които основно гориво (вносни въглища) – 57 674 хил. лв. и гориво за разпалване (мазут) – 33 060 хил. лв.; консумативи – 300 хил. лв.; други променливи разходи – 26 068 хил. лв., от които разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 25 662 хил. лв. и разходи за СОИ – 400 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 1 653 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 104 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 27 хил. лв.; разходи за амортизации – 800 хил. лв.; разходи за ремонт – 549 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 173 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 60,7 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 251 757 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложените параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 288 000 MWh;

<sup>7</sup> Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица 3“ АД при прогнозна цена на емисии CO<sub>2</sub> от 105,00 €/тон

<sup>8</sup> Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO<sub>2</sub> от 88,00 €/тон

- собствени нужди – 12,58%;
- нетна електрическа енергия – 251 757 MWh;
- брутен специфичен разход условно гориво – 372,8 г.у.г./kWh;
- нетен специфичен разход условно гориво – 426,47 г.у.г./kWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложените параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 153 600 MWh;
- собствени нужди – 11,86%;
- нетна електрическа енергия – 135 388 MWh;
- брутен специфичен разход условно гориво – 371,7 г.у.г./kWh;
- нетен специфичен разход условно гориво – 421,65 г.у.г./kWh.

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

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

## 6.3. Ценообразуващи елементи

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „Топлофикация Русе“ АД, условно-постоянните разходи са коригирани от 1 653 хил. лв. на 1 241 хил. лв., в резултат на корекция на разходите за амортизации до нивото, отчетено през базисната година. Освен, че дружеството не е обосновало завишените разходи за амортизации, приложимият за „Топлофикация Русе“ АД метод за регулиране не предполага предварително включване в РБА на активи, съответно признаване на амортизации за тях, вследствие на изпълнение на текущи инвестиционни дейности през периода, за който се утвърждават цени, като активите, съответно амортизацията, се отразяват след въвеждането им в експлоатация, т.е. отчетени през базисната година. Стойностите на променливите разходи не са коригирани.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	251 757	251 757
2	Променливи разходи, в т.ч.:	хил. лв.	117 102	117 102
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил. лв.	25 662	25 662
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	1 653	1 241
4	Възвръщаемост	хил. лв.	61	61
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	118 816	118 404
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	471,94	470,31

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „Топлофикация Русе“ АД е изчислена в размер на 470,31 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 118 404 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 251 757 MWh.

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

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

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

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 закупуване на електрическа енергия, сключени с „Ей И Ес – ЗС 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 – 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с: вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2023 г. от НЕК ЕАД, вх. № Е-13-47-13 от 30.03.2023 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, вх. № Е-13-49-7 от 31.03.2023 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-14 от 31.03.2023 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-7 от 03.04.2023 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-2 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-33-4 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ АД, вх. № Е-14-34-3 от 04.04.2023 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД и вх. № Е-14-09-4 от 03.04.2023 г. от „Топлофикация-Русе“ АД. Използвана е и информация, постъпила от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД в отговор на изпратено от КЕВР писмо с изх. № Е-13-77-5 от 04.04.2023 г.

Въз основа на гореизложеното, за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са определени прогнозни количества електрическа енергия, които общественият доставчик ще продава за покриване на потреблението на крайните снабдители, без включени количества за обмен със съседни електроразпределителни дружества, посочени по-долу:

- „Електрохолд Продажби“ ЕАД – 4 926 799 MWh;
- „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 334 451 MWh;

- „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 2 959 581 MWh;
- „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – 2 150 MWh.

Предвид отклоненията на прогнозите на крайните снабдители от реално закупените количества от обществения доставчик през последните три ценови периода, както и разминаването в прогнозите на НЕК ЕАД (12 558 076 MWh) и крайните снабдители (11 957 568 MWh) за следващия ценови период, при определянето им са използвани отчетните данни за 2022 г., които са индексирани с 3% – 12 222 981 MWh.

Въз основа на извършен анализ на информацията относно прогнозната структура на производството и потреблението на електрическа енергия за новия ценови период е установено, че необходимото количество електрическа енергия за покриване нуждите от енергия в страната е в размер на 33 876 757 MWh, от които 12 222 981 MWh за крайни битови клиенти на регулиран пазар.

Предвид горното е необходимо да се извърши оценка на производствените мощности, които трябва да се включат в разполагаемостта за производство на електрическа енергия. В тази връзка следва да се има предвид разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ от ЗЕ, която не допуска определяне на разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период, с изключение на тези по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ, както и разпоредбата на чл. 24, ал. 2 от ЗЕ, според която при изпълнение на правомощието си по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ КЕВР прилага критериите по-ниска цена, сезонност и покриване на върхови товари.

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

Производител	Пълна цена за енергия, лв./MWh	Прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., лв./MWh	Разлика в %
1 „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	63,48	256,37	-75,24%
2 ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	83,87	256,37	-67,29%
3 „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	318,77	256,37	24,34%
4 „ТЕЦ Бобов дол“ АД	417,71	256,37	62,93%
5 „ТЕЦ Марица 3“ АД	449,54	256,37	75,35%
6 „Топлофикация Русе“ АД	470,31	256,37	83,45%

Видно от горната таблица, с оглед изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ и чл. 24, ал. 2 от ЗЕ КЕВР не следва да определя разполагаемост на „ТЕЦ Бобов дол“ АД, „ТЕЦ Марица 3“ АД, „Топлофикация Русе“ АД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Допълнителен аргумент в тази връзка може да се изведе от изискванията на чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, съгласно които Комисията следва да осигури условия за развитие на конкурентни и добре функциониращи регионални пазари в рамките на Европейския съюз, предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар, като едновременно с това осигури балансирано изменение на цените за крайните клиенти. Както е посочено по-долу, в микса на НЕК ЕАД попадат цялото изкупувано по преференциални цени количество електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от централи с обща инсталирана електрическа мощност по-малка от 500 kW, и електрическата енергия по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия. Предвид прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 256,37 лв./MWh, е обосновано миксът на обществения доставчик да се допълва с

електрическа енергия по цени близки или по-ниски от тези на пазара. Обратното би означавало, че на производителите с регулирани цени, по-високи от пазарните, се осигурява конкурентно предимство, тъй като продавайки на обществения доставчик на по-високи цени ще имат възможност да предлагат на свободния пазар количества на по-ниски цени от тези на останалите пазарни участници, което е в противоречие с принципите по чл. 23, т. 2 – т. 6 от ЗЕ. В тази връзка определянето на количества на ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, и разполагаемост на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е с оглед значително по-ниските цени на тези производители, спрямо предложените такива от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ АД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „Топлофикация Русе“ АД. За тези дружества не може да бъде определена разполагаемост за производство на електрическа енергия за изкупуване от обществения доставчик, тъй като видно от аргументите по т. II. по-горе тяхната регулирана цена би била с повече от 10 на сто над прогнозната пазарна цена по т. I. по-горе – арг. от чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ.

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

Министърът на енергетиката е издал Заповед № Е-РД-16-295 от 01.06.2023 г., предоставена на КЕВР с писмо с вх. № Е-03-17-15 от 02.06.2023 г. С посочената заповед на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ министърът на енергетиката е определил на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД обща годишна квота в размер на 2 200 000 MWh за задължително изкупуване на електрическа енергия, произведена от местни първични източници на гориво, представляващи приблизително 4% от цялата първична енергия, необходима за производство на електрическа енергия, консумирана в страната през календарната 2022 г. Според същата заповед общата годишна квота следва да бъде произведена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. По силата на чл. 93а, ал. 1, т. 3 от ЗЕ тази обща годишна квота следва да бъде изкупена от обществения доставчик.

Горната заповед е издадена в изпълнение на т. 2 от Решение от 31.01.2020 г. на Народното събрание за предприемане на всички необходими мерки за недопускане в дългосрочен план прекратяване на функционирането и/или ограничаването на производствения капацитет на въглищните топлоелектрически централи от групата на „Български енергиен холдинг“ ЕАД и на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ с оглед сигурността на снабдяването с електрическа енергия на територията на страната.

Предвид обстоятелството, че количествата електрическа енергия, които общественият доставчик е задължен да закупи по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ, покриват потреблението на клиентите на крайните снабдители, както и спецификата на товарите, които осигуряват, е обосновано да бъдат определени количества електрическа енергия, които НЕК ЕАД ще реализира както на регулирания, така и на свободния пазар.

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 производители, в MWh	Общо	За регулиран пазар	За свободен пазар
1	„Ей И Ес –ЗС Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 000	2 367 000	789 000
2	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	3 146 000	2 359 500	786 500
3	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 500 kW	281 455	281 455	0
4	Топлофикационни и заводски централи, под 500 kW	3 132	3 132	0
5	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	2 200 000	2 200 000	0
6	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	3 942 000	3 942 000	0
7	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 151 095	1 069 894	2 081 201
<b>9</b>	<b>Общо количество енергия, реализирано от НЕК ЕАД</b>	<b>15 879 682</b>	<b>12 222 981</b>	<b>3 656 701</b>



Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници под 500 kW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2022 г., като са взети предвид условията на § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

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

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители								
	Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	„Ей И Ес - 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	ВИ	ОБЩО
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.23	62 027	275 280	74 400	110 000	250 000	175	34 915	<b>806 797</b>
авг.23	70 222	275 280	74 400	100 000	260 000	129	28 069	<b>808 101</b>
сеп.23	100 936	180 000	72 000	100 000	250 000	127	22 531	<b>725 594</b>
окт.23	90 372	186 250	74 500	180 000	320 000	112	14 737	<b>865 971</b>
ное.23	88 214	237 600	108 000	300 000	320 000	374	4 363	<b>1 058 551</b>
дек.23	107 204	334 800	238 080	330 000	410 000	395	4 674	<b>1 425 153</b>
яну.24	89 217	379 440	238 080	330 000	450 000	484	19 707	<b>1 506 927</b>
фев.24	79 331	447 600	255 360	280 000	99 500	442	21 324	<b>1 183 558</b>
мар.24	246 257	445 800	364 070	310 000	0	459	28 353	<b>1 394 939</b>
апр.24	37 656	360 000	352 800	150 000	0	151	32 577	<b>933 183</b>
май.24	54 237	446 400	238 080	20 000	0	145	37 086	<b>795 948</b>
юни.24	44 221	373 550	110 230	157 000	0	138	33 119	<b>718 258</b>
юли.23 - юни.24	<b>1 069 894</b>	<b>3 942 000</b>	<b>2 200 000</b>	<b>2 367 000</b>	<b>2 359 500</b>	<b>3 132</b>	<b>281 455</b>	<b>12 222 981</b>

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

В допълнение към горното, следва да се отчете обстоятелството, че поради изтичане срока на споразумението за изкупуване на електрическа енергия между НЕК ЕАД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД на 21.02.2024 г., е необходимо количествата електрическа енергия, които ще отпаднат от задължението за изкупуване от обществения доставчик, да бъдат заместени с други, с цел осигуряване потреблението на клиентите на регулирания пазар, респективно структурата на потреблението на този пазар – със силно изразени пикове през сутрешните и вечерни часове на денонощието. Потреблението на клиентите на крайните снабдители е силно модулирано, като на база отчетено потребление за 2022 г., през месеците от март до юни разликата между минимума и пика на потребление варира от 800 MW (м. юни) до 1 380 MW (м. март). Тази разлика в потреблението се покрива от диапазона за регулиране, предоставян от блоковете в централите със сключени

споразумения за изкупуване на енергия (СИЕ), както и от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД. След изтичане срока на СИЕ с „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, общественият доставчик се лишава от възможността да разполага с близо 300 MW диапазон за регулиране. В тази връзка „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД следва да предоставя на обществения доставчик диапазон за регулиране след осигуряване на допълнителни услуги на ЕСО ЕАД, в зависимост от разполагаемостта на работещите блокове.

Предвид горното и с оглед гарантиране сигурността на снабдяването на регулирания пазар е необходимо общественият доставчик да бъде обезпечен по отношение на преодоляването на неравномерното потребление на електрическа енергия на този пазар. Последното не може да бъде осъществено единствено чрез количествата електрическа енергия, която се произвежда от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, както и предоставения диапазон от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, с оглед на което на обществения доставчик следва да бъдат осигурени допълнителни количества електрическа енергия в размер на 100 000 MWh от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за периода март 2024 г. – юни 2024 г. за обезпечаване работата на ПАВЕЦ в помпен режим и покупко-продажба на свободния пазар с цел осигуряване на сигурността на снабдяването за клиентите на регулирания пазар. Този извод е обоснован с оглед профила на товара и цената на електрическата енергия, произвеждана от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – арг. от чл. 24, ал. 2 от ЗЕ.

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

- „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 63,48 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 991 243 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 615 000 MWh.;
- НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – 83,87 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 264 287 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 151 095 MWh.

#### **IV. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК**

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, е в размер на 81,90 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 6,53 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 989 919 хил. лв. и количества електрическа енергия – 12 086 618 MWh.

##### **1. Предоставена от обществения доставчик прогнозна информация**

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД е изготвило прогноза за предстоящия регулаторен период при следните предпоставки и условия:

- количествата електрическа енергия, необходими за крайните снабдители, са изчислени на база отчетените за 2022 г., с увеличение от 3% – 12 558 076 MWh;
- количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство и от възобновяеми източници са по предоставените от крайните снабдители прогнози;
- общото количество електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, предназначено за регулирания пазар, е прогнозирано в размер на 5 200 000 MWh, като е увеличено спрямо количеството по Решение № Ц-19 от 01.07.2022г. с 206 800 MWh. Увеличените количества електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД компенсират отпадането от 21.02.2024 г. на



„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД от обхвата на чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ, поради изтичане срока на дългосрочното споразумение за изкупуване на енергия, сключено между дружеството и НЕК ЕАД;

- количества електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не са предвидени;
- количествата електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД са в размер на 3 345 000 MWh;
- количествата електрическа енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са в размер на 3 146 000 MWh, изчислени до изтичане срока на СИЕ на 21.02.2024 г.;
- количества електрическа енергия от свободния пазар (БНЕБ ЕАД) – 745 971 MWh;
- компенсация от ФСЕС – 2 223 144 хил. лв.;
- 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 – 6,99 лв./MWh.

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

С писмо с вх. № Е-13-01-14 от 01.06.2023 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

### 2.1. По прогнозната пазарна цена на „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД

НЕК ЕАД изразява несъгласие с подхода при определяне на прогнозната пазарна цена на централите със СИЕ да се използва коефициент 1,00753 с мотива за равнопоставеност с производителите от ВИ и ВЕКП. Според дружеството централите „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД първо осигуряват необходимата електрическа енергия за регулирания пазар, като с възможността за изменение на товара на производствените си мощности поемат силно модулирания график на потребление на крайните снабдители. По този начин, когато са напълно натоварени, осигуряват потреблението на крайните снабдители в пиковите часове и нямат възможност да реализират енергия на свободен пазар по цени над прогнозната пазарна цена. Тези централи имат свободен диапазон за производство на електрическа енергия за реализиране на свободен пазар в минимумите на потребление на клиентите на крайните снабдители, когато цените на борсата са под прогнозната пазарна цена. С оглед горното, при определяне на коефициента на групата на кондензационните централи „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД следва да се има предвид отношението на постигнатата средна цена в часовете офпик с постигнатата средна цена за базов товар на платформата „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД. През 2022 г. постигнатата средна цена офпик е в размер на 441,49 лв./MWh, а постигнатата средна цена на базов товар е 494,50 лв./MWh. В таблицата по-долу дружеството е представило начина за определяне на коефициента за кондензационните централи с дългосрочни договори, които участват в покриване потреблението на регулиран пазар:

	ОБЩО ЕЕ			ЕЕ за регулиран пазар			ЕЕ за свободен пазар		
	к-во	цена	ст-ст	к-во	цена	ст-ст	к-во	цена	ст-ст
	MWh	лв./MWh	хил. лв.	MWh	лв./MWh	хил. лв.	MWh	лв./MWh	хил. лв.
„Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД	3 345 000	-	848 364	3 110 500	256,37	771 802	334 500	228,89	76 562

„КонтурГлобал Марица изток 3“ АД	3 346 000	-	848 618	3 011 400	256,37	772 033	334 600	228,89	76 585
	<b>6 691 000</b>	<b>253,62</b>	<b>1 696 981</b>	<b>6 021 900</b>			<b>669 100</b>		
Отношение на цена офпик към цена базов товар 0,89									

Според НЕК ЕАД, при така направените изчисления и прогнозна пазарна цена за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. от 256,37 лв./MWh, груповият коефициент за кондензационните централи следва да е 0,98928 или прогнозната пазарна цена за кондензационните централи да бъде 253,62 лв./MWh. Тази цена следва да бъде използвана при определяне на средствата за компенсиране на „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД от ФСЕС.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Приложеният коефициент за двете централи със сключени СИЕ за следващия регулаторен период е значително подценен предвид необичайната крива на борсовите цени през 2022 г. При нормално развитие за ценовите нива според сезонността, каквото показва равнището на фючърсите по тримесечия за следващия регулаторен период, реално постигнатият коефициент следва да е с около 10% по-висок, като в тази връзка допълнителното му редуциране ще осигури необосновани приходи на НЕК ЕАД за сметка на ФСЕС и потребителите на енергийни услуги. Следва да се отбележи, че през предходния ценови период общественият доставчик реализира значителни печалби, както от реализацията на електрическата енергия от централите със сключени СИЕ на борсовия пазар, така и от по-ниските разходи за квоти за въглеродни емисии за тази енергия, като в тази връзка тези значителни маржове следва да се използват и при евентуален недовзет приход от продажбата на количествата, предназначени за свободен пазар през следващия ценови период.

## **2.2. По количествата електрическа енергия за покриване потреблението на клиентите на крайните снабдители за текущия ценови период**

Общественият доставчик посочва, че очакваното потребление на клиентите на крайните снабдители за регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. е 12 450 697 MWh (съгласно отчетни данни за периода 01.07.2022 г. – 31.05.2023 г. и прогноза за м. юни 2023 г.) или с 364 566 MWh повече спрямо предвидените в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР 12 086 618 MWh. Предвидените в цитираното решение средства за компенсиране на обществения доставчик от Фонда за реализирана електрическа енергия на регулирания пазар, които са в размер на 1 577 819 хил. лв., се отнасят за определеното количество за текущия регулаторен период от 12 086 816 MWh. Дружеството обръща внимание, че поради по-високото отчетено потребление на крайните снабдители тези средства няма да бъдат достатъчни за компенсиране и през месец юни се очаква на обществения доставчик да бъдат отказани за компенсиране от Фонда средства в размер на 47 591 хил. лв. поради достигнат лимит.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. ФСЕС не следва да компенсира допълнителните количества електрическа енергия, предназначена за клиентите на крайните снабдители, предвид мотивите, изложени в т. 2.4. по долу.

## **2.3. По количествата електрическа енергия за покриване потреблението на клиентите на крайните снабдители за следващия ценови период**

НЕК ЕАД посочва, че при потвърждаване на прогнозата на дружеството за по-високо потребление на крайните снабдители от определеното в приетия от КЕВР доклад ще се формира недостиг от средства във ФСЕС и недокомпенсиране на обществения доставчик.

Намира за коректно Комисията да предвиди по-високо потребление, с което да се избегне рискът от недостиг на енергия за крайните снабдители, необходимостта от допълнителни средства за компенсиране и актуализиране на ценовото решение по време на регулаторния период. Счита, че компенсирането на НЕК ЕАД е въз основа на реално продадена енергия и няма риск от надвземане на средства от ФСЕС.

Горното възражение Комисията счита за неоснователно. Определените в приетия от КЕВР доклад прогнозни количества електрическа енергия за регулиран пазар представляват отчетените такива за 2022 г., индексирани с 3% (12 222 981 MWh). Предвид отклоненията на прогнозите на крайните снабдители от реално закупените количества от обществения доставчик през последните три ценови периода, както и разминаването в прогнозите на НЕК ЕАД (12 558 076 MWh) и крайните снабдители (11 957 568 MWh) за следващия ценови период, Комисията е използвала балансиран подход. При необходимост от обезпечаване на доставките на регулиран пазар с допълнителни количества електрическа енергия, общественият доставчик следва да използва част от количествата, определени за реализация на свободния пазар.

#### 2.4. По размера на надвезтия приход за предходния регулаторен период

НЕК ЕАД посочва, че за регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. очакваното количество електрическа енергия за задоволяване потреблението на клиентите на крайните снабдители е с 364 566 MWh повече, съответно закупеното количество електрическа енергия от ВИ производители с инсталирана мощност под 500 kW е с около 142 448 MWh по-малко спрямо предвидените количества в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, което налага централите със сключени дългосрочни СИЕ да произведат общо около 507 014 MWh повече електрическа енергия. Отбелязва, че приходът, който дружеството ще получи по цена за обществена доставка, е само върху количеството електрическа енергия над прогнозираното от КЕВР или само върху 364 566 MWh. В резултат на тези изчисления общественият доставчик ще бъде надкомпенсиран със средства в размер на 19 157 хил. лв., а не с 46 428 хил. лв. Обръща внимание, че в ценови решения, в случаите когато КЕВР е признавала допълнителни средства за компенсиране за предходни регулаторни периоди, е прилаган принципът съответните средства да се възстановяват на НЕК ЕАД в рамките на регулаторен период на равни месечни вноски, поради което предлага надвезтият приход на обществения доставчик да бъде възстановен на Фонда на 12 равни месечни вноски по 1 596 хил. лв.

	MWh	лв./MWh	хил. лв.
Разходи „Ей И Ес -ЗС Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД	507 014	340,13	172 451
Разходи за достъп на „Ей И Ес -ЗС Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД	507 014	2,30	1 166
Приходи от продадена ЕЕ	364 566	81,90	-29 858
Количества от ВИ	142 448	235,14	-33 495
Квоти за емисии CO <sub>2</sub> при 82,43 евро/тон			-129 421
Надвезет приход			-19 157

Комисията счита това възражение за неоснователно. Анализът на данните относно закупените и съответно реализирани количества електрическа енергия от обществения доставчик (отчет за периода 01.07.2022 г. – 31.05.2023 г. и прогноза за месец юни 2023 г.) показва, че на НЕК ЕАД ще са необходими допълнително 507 014 MWh за задоволяване на потреблението на регулирания пазар, от които 364 566 MWh поради по-високи заявки от

крайните снабдители и 142 448 MWh поради по-ниско спрямо заложеното в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. производство на производители от възобновяеми източници с инсталирана мощност под 500 kW.

Данните по отношение на количествата електрическа енергия, необходими на крайните снабдители, са представени по-долу:

<b>Крайни снабдители</b>			
Период	Количества съгласно Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., MWh	Отчетени количества, MWh	Отклонение, MWh
юли.22	814 084	804 772	-9 311
авг.22	801 830	806 073	4 243
сеп.22	683 172	723 774	40 602
окт.22	997 793	863 798	-133 995
ное.22	1 088 526	1 055 895	-32 631
дек.22	1 393 582	1 421 577	27 995
яну.23	1 362 255	1 435 056	72 801
фев.23	1 147 719	1 368 536	220 817
мар.23	1 280 358	1 229 549	-50 809
апр.23	1 025 900	1 111 687	85 787
май.23	761 418	900 486	139 068
юни.23 очаквано	729 980	729 980	0
<b>юли.22- юни.23</b>	<b>12 086 618</b>	<b>12 451 184</b>	<b>364 566</b>

Данните по отношение на произведените количества от производители от възобновяеми източници с инсталирана мощност под 500 kW са представени по-долу:

<b>ВИ под 500 kW</b>			
Период	Количества съгласно Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., MWh	Отчетени количества, MWh	Отклонение, MWh
юли.22	39 587	35 946	-3 642
авг.22	36 691	28 898	-7 794
сеп.22	28 241	23 196	-5 044
окт.22	18 854	15 172	-3 682
ное.22	12 457	4 492	-7 965
дек.22	10 216	4 812	-5 405
яну.23	19 701	7 403	-12 298
фев.23	25 723	13 530	-12 193
мар.23	33 207	16 900	-16 307
апр.23	39 752	16 593	-23 160
май.23	46 099	18 226	-27 873
юни.23 очаквано	42 327	25 239	-17 087
<b>юли.22- юни.23</b>	<b>352 855</b>	<b>210 407</b>	<b>-142 448</b>

Горните данни ясно показват, че през първата половина на регулаторния период крайните снабдители са заявили със 103 098 MWh по-малко електрическа енергия спрямо предвидените в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. По този начин намалените количества за второто шестмесечие на 2022 г. от ВИ под 500 kW не са оказали съществено влияние върху структурата на микса на обществения доставчик. По-високите количества се дължат на

потреблението на клиентите на крайните снабдители през втората половина от регулаторния период. Тези допълнителни количества електрическа енергия няма как да са осигурени от двете централи със сключени СИЕ предвид обстоятелството, че за периода януари – май 2023 г. „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД е произвела 925 605 MWh, при определени количества за регулиран пазар в размер на 1 270 000 MWh, а „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е произвела 1 793 003 MWh, при определени количества за регулиран пазар в размер на 1 410 000 MWh или общо производство в размер на 2 718 608 MWh при квота за регулиран пазар от 2 680 000 MWh. Следователно само 38 608 MWh от „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД евентуално са използвани за покриване на допълнителните количества за регулирания пазар.

НЕК ЕАД е купувало значителни количества електрическа енергия от пазар „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД. За първите пет месеца на 2023 г. дружеството е закупило 613 115 MWh при среднопретеглена цена от 186,42 лв./MWh, като постигнатата цена е значително по-ниска от цените на двете централи със сключени СИЕ.

Размерът на компенсацията, следва да се съобрази с обстоятелството, че е налице сериозно отклонение между прогнозната цена на квотите за въглеродни емисии и постигнатата средна такава за периода. В Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., при изчислението на компенсацията на обществения доставчик за реализираната електрическа енергия на регулирания пазар от централите със сключени СИЕ, е заложена прогнозна цена на квотите за въглеродни емисии от 91,00 евро/тон, докато постигнатата е в размер на 82,43 евро/тон. В тази връзка, посочените обстоятелства следва да бъдат взети предвид с оглед точното установяване на размера на невъзстановяемите за НЕК ЕАД разходи, както и за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В допълнение, неотчитането на тези обстоятелства ще доведе до двойно компенсиране на обществения доставчик, а именно: от една страна чрез претендираната компенсация от ФСЕС за допълнителни количества закупена електрическа енергия, а от друга – чрез реализирания надвзет приход от по-ниските цени на квотите за въглеродни емисии, спрямо заложените в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., съответно до нарушаване на интересите на клиентите. В тази връзка, надвзетият от обществения доставчик приход е остойностен в размер на 129 421 хил. лв., отразяващ емитираните 7 460 173 тона въглеродни емисии, съответстващи на количествата електрическа енергия от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, предназначени за регулирания пазар, и отклонението между прогнозната и отчетената цена на квотите за въглеродни емисии на ЕЕХ.

В таблицата по-долу е представено изчислението на стойността на компенсацията на обществения доставчик за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

		Количество, MWh	Цена, лв./MWh	Разходи, хил. лв.
1	Допълнителни количества, остойностени по цената на „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД, използвана в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г, коригирана във връзка с отчетена по-ниска стойност на квотите за въглеродните емисии	38 608	304,00	11 737
2	Разходи за достъп на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	38 608	2,30	89
3	Допълнителни количества, остойностени по постигнатата от дружеството среднопретеглена цена на БНЕБ ЕАД	468 406	186,42	87 320
4	Надценка за дейността обществена доставка	364 566	6,53	2 381
5	Приход от цена за обществена доставка	364 566	81,90	-29 858
6	Стойност на недоставените количества от производители от възобновяеми източници, с инсталирана мощност под 500 kW	142 448	235,14	-33 495
<b>I</b>	<b>Компенсация на обществения доставчик</b>		<b>38 173</b>	
<b>II</b>	<b>Надвзет приход от квоти въглеродни емисии</b>		<b>-129 421</b>	
<b>III</b>	<b>Общ надвзет приход на обществения доставчик</b>		<b>-91 248</b>	

Във връзка с гореизложеното се установява, че общественият доставчик е реализирал

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

тел.: (02) 988 87 30; факс: (02) 988 87 82

www.dker.bg, dker@dker.bg

надвзет приход в размер на 91 248 хил. лв. за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., като тази сума следва да се приспадне от стойността на компенсациите, които НЕК ЕАД следва да получи от ФСЕС. Предвид ликвидния дефицит във Фонда и риска от нарушаване на ритмичността на плащанията от НЕК ЕАД към доставчици на електрическа енергия за регулиран пазар е обосновано надвзетият приход в размер на 91 248 хил. лв. да бъде разсрочен, като ФСЕС следва да прихване половината от сумата в размер на 45 624 хил. лв. от следващото плащане към обществения доставчик и остатъка от 45 624 хил. лв. на 12 равни месечни вноски по 3 802 хил. лв. от плащанията за следващия ценови период.

## **2.5. По увеличените разходи за варовик на „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД**

НЕК ЕАД посочва, че с писмо с вх. № ЦУ 26-00-20-2/30.052023 г. „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД информира обществения доставчик за корекция на цената за варовик, спрямо предоставената в заявлението за утвърждаване на цени, в резултат от влязло в сила на 01.01.2023 г. увеличение в размер на 0,30 лв./MWh. С тази корекция разходите на централата за варовик ще бъдат в размер на 5,73 лв./MWh. Уточнява, че „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е предвидило това увеличение в информацията, която е предоставило на дружеството при подаване на заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период.

Комисията приема горното възражение за основателно. В тази връзка повишените разходи за варовик на „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД са отразени в цената на централата, съответно в необходимите приходи на обществения доставчик.

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

Общественият доставчик изразява несъгласие с непризнаването в цената за разполагаемост на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД на разходите за инвестицията за извършената SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub> модернизация, както и БРЕФ инвестицията. Посочва, че с окончателно решение на арбитражен съд от 01.08.2022 г. НЕК ЕАД е осъдено да заплати на „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД сумата от общо 29 107 хил. лв., включваща главница, лихви за забава, ДДС и разноски, които дружеството е заплатило изцяло на 15.08.2022 г. Предвид горното настоява КЕВР да ускори одобрението на изменението на финансовия модел на кондензационната централа и да коригира цената за разполагаемостта, като за направения разход се предвиди компенсация за обществения доставчик за следващия регулаторен период, започващ от 01.07.2023 г.

Горното възражение Комисията приема за частично основателно. В Комисията е представен за одобрение тарифен модел с писмо с вх. № Е-13-14-3 от 02.05.2023 г. Към момента административното производство в тази връзка не е приключило с изричен административен акт. В допълнение следва да се има предвид, че на 07.03.2016 г. НЕК ЕАД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са сключили споразумение за изменение на СИЕ (Споразумение за изменение). Същото е разрешено от КЕВР с Решение № Р-236 от 22.04.2016 г. Съгласно чл. 3.2. от Споразумението за изменение НЕК ЕАД се е задължило да плати на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД размера на инвестицията за SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub> модернизацията, който се изчислява въз основа на извършени от НЕК ЕАД правен, финансов и технически анализ на разходите за модернизацията, като към така установените разходи се прибавя норма на възвръщаемост в размер съгласно одобрен от Комисията тарифен модел. Според чл. 3.2.4. от Споразумението за изменение НЕК ЕАД е длъжно да заплати на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД така определен общ размер на инвестицията, както следва: 10 000 хил. евро не по-късно от 31.12.2017 г., а останалата сума от общия размер на инвестицията – на четири равни вноски, дължими на всеки шест месеца, като първата вноска трябва да бъде заплатена не по-късно от 30.06.2018 г. Във връзка с изпълнение на задълженията на НЕК ЕАД по Споразумението за изменение, Арбитражният съд към Българската търговско-промишлена палата е постановил частично арбитражно решение от 08.02.2022 г., с което е осъдил

дружеството да заплати на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД 10 000 хил. евро, като е отхвърлил иска на производителя за останалата част от разходите до пълния размер на инвестицията, без да накърнява правото му за повторното му предявяване при настъпване на условията за неговата изискуемост и е отложил въпросите, касаещи ДДС, лихвите и разноските, за решаване в допълнително окончателно решение. На 01.08.2022 г. Арбитражният съд към Българската търговско-промишлена палата е постановил окончателно решение, с което е осъдил НЕК ЕАД да заплати на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД ДДС в размер на 3 912 хил. лв., разноски по арбитражното дело в размер на 1 760 хил. лв., 3 776 хил. лв. лихва за периода от 01.01.2018 г. до 01.07.2022 г., лихви за забава в размер на 2 226 лв. на ден за периода от 02.07.2022 г. до 14.08.2022 г.

С оглед горното от претендираните от обществения доставчик суми в размер на 29 107 хил. лв. общо, включващи главница в размер на 19 558 хил. лв., ДДС в размер на 3 912 хил. лв., разноски по арбитражното дело в размер на 1 760 хил. лв., 3 776 хил. лв. лихва за периода от 01.01.2018 г. до 01.07.2022 г., лихви за забава в размер на 2 226 лв. на ден за периода от 02.07.2022 г. до 14.08.2022 г., следва да се признае само тази за главница в размер на 19 558 хил. лв., която сума съответства на чл. 3.2.4., буква „i“ от Споразумението за изменение. В допълнение, според чл. 11, ал. 2, т. 5 и т. 12 от НРЦЕЕ за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват: разходи, свързани с лихви за забавяне, както и съдебни разходи.

## **2.7. По компонентата за дейността „обществена доставка“**

НЕК ЕАД посочва, че компонентата за дейността е изчислена в размер на 6,08 лв./MWh, което е 3% от средната цена на цялата закупена и произведена енергия, включително обаче и тази, предназначена за свободния пазар. Тъй като приход от тази компонента се получава само върху реализираната енергия на регулирания пазар, общественият доставчик счита, че стойността ѝ следва да бъде изчислена само върху количествата електрическа енергия, предназначени за продажба на крайните снабдители, в противен случай дружеството ще получи по-малко средства в размер на 5 212 хил. лв. Напомня, че в решенията си КЕВР няма последователен подход при определяне на базата, върху която да приложи надбавката за услугата обществена доставка, като дава пример, че за периода 2019 г. – 2020 г за база е използвана енергията само за крайните снабдители, докато за периодите от 2020 г. до 2023 г. за база са използвани както количествата за регулиран, така и тези, предназначени за свободен пазар.

Подчертава, че приходите от компонентата за дейността НЕК ЕАД използва за покриване на разходите за лихви, които дружеството трябва да погаси по кредитните споразумения с БЕХ ЕАД, които са вследствие на допуснат тарифен дефицит в резултат от регулаторни решения на КЕВР. Обръща внимание, че липсата на достатъчен паричен ресурс за обслужване на кредитите към БЕХ ЕАД води до просрочени задължения по главници и лихви, което ще увеличи задълженията за лихви с добавяне на лихви за просрочие за следващия регулаторен период.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Според разпоредбата на чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ утвърдените необходими годишни приходи за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ включват и компонента в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството, като на НЕК ЕАД е определен максималният размер.

## **2.8. По признаването на тарифния дефицит на обществения доставчик, формиран през предходни регулаторни периоди**

Дружеството отбелязва, че в резултат на постановени решения на КЕВР за предходни регулаторни периоди НЕК ЕАД, в качеството си на обществен доставчик, е натрупало ценови



дефицит, който към настоящия момент възлиза на 2 456 692 хил. лв. Според НЕК ЕАД текущият процес на либерализация налага постепенно намаляване на функциите на обществения доставчик. Поради това счита за необходимо тарифният дефицит да бъде признат, като бъде изготвен и приложен механизъм за възстановяването му в периода преди пълното отпадане на дейността „обществена доставка на електрическа енергия“.

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

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

От общото количество електрическа енергия на НЕК ЕАД:

– 12 222 981 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар. Предложената стойност от обществения доставчик е коригирана, както е описано по-горе;

– 3 656 701 MWh са предназначени за реализиране на борсовия пазар.

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

<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	3 942 000	250 238	63,48
2	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	2 200 000	701 294	318,77
3	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 151 095	264 282	83,87
4	„Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 000	1 274 871	403,95
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	3 146 000	1 026 514	326,29
6	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	3 132	2 108	673,05
7	ВИ под 500 kW	281 455	85 043	302,15
<b>8</b>	<b>Средна покупна цена на обществения доставчик</b>	<b>15 879 682</b>	<b>3 604 351</b>	<b>226,98</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> и NO<sub>x</sub> модернизация, тъй като към момента КЕВР не е одобрявала изменение на финансовия модел на дружеството, а количествата електрическа енергия, изкупени от обществения доставчик, са изчислени до изтичане срока на СИЕ на 21.02.2024 г.

Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, са изчислени на база отчетни данни за производството за 2022 г.

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са съгласно Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. на КЕВР.



#### 4. Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“

Компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ е формирана съгласно изискванията на разпоредбата на чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ, според която същата се определя в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството. Компонентата е изчислена в размер на 6,81 лв./MWh.

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

Във връзка с изложеното по т. 3 и т. 4 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 регулиран пазар				
	ПОЗИЦИЯ	Регулиран пазар		Средна цена на енергията за регулиран пазар, след компенсиране от ФСЕС
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	3 942 000	250 238	63,48
2	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	2 200 000	568 259	258,30
3	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 069 894	89 732	83,87
4	„Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 367 000	611 395	258,30
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	2 359 500	609 458	258,30
6	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	3 132	755	240,98
7	ВИ под 500 kW	281 455	56 062	199,19
8	Общо количество електрическа енергия необходима за покриване потреблението на регулиран пазар	12 222 981	2 185 898	178,84
9	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“	12 222 981	83 239	6,81
10	Компенсирани от ФСЕС разходи на обществения доставчик във връзка с чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	12 222 981	-853 775	-69,85
11	<b>Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (p.8+p.9+p.10)</b>	<b>12 222 981</b>	<b>1 415 421</b>	<b>115,80</b>

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 „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Със Заповед № Е-РД-16-295 от 01.06.2023 г. на министъра на енергетиката за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е определена обща годишна квота в размер на 2 200 000 MWh за задължително изкупуване на електрическа енергия от обществения доставчик – арг. от чл. 93а, ал. 1, т. 3 във връзка с чл. 4, ал. 1, т. 8 от ЗЕ.

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 IIIа от

НРЦЕЕ. С оглед равнопоставеност, идентичен подход е приложен и при определянето на прогнозната пазарна цена на производителите със сключени СИЕ, и съответно „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, като изчисленият коефициент е в размер на 1,00753. В тази връзка, допълнителен аргумент е обстоятелството, че операторът на пазара може по реда и при условията на чл. 112, ал. 2, т. 1 от ЗЕ 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 електропреносната мрежа, което би довело до недостиг на електрическа енергия за задоволяване нуждите на регулирания пазар.

Поради това, че принципът по чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите изисква балансирано изменение на цените на крайните клиенти, то производителите със сключени СИЕ не биха участвали с разполагаемост/количества електрическа енергия по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ за регулирания пазар, ако не съществуваше задължението на обществения доставчик по 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ за изкупуване на произведената от тях електрическа енергия. В тази връзка и с оглед спазване на посочения принцип на ЗЕ, разходите на обществения доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ следва да отразяват и разликата между разходите за електрическа енергия от „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, предназначена за регулирания пазар, и осреднените пълни разходи на производителите, които биха попълнили микса при липса на сключени СИЕ.

**Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е 115,80 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 6,81 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходимими годишни приходи – 1 415 421 хил. лв. и енергия – 12 222 981 MWh.**

## **V. ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО**

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

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

- разходи на ФСЕС за изплащане на премии по чл. 162а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.;
- разходи за компенсиране разходите на обществения доставчик, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които общественият доставчик ще изкупува електрическа енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ през новия ценови период;
- разходи за компенсиране на разходи за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. на ФСЕС;
- разходи на обществения доставчик за дължимата вноска по чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ от производителите със СИЕ.

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

## 1. Приходи на ФСЕС

Прогнозните приходи на Фонда за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са оценени на 2 991 725 хил. лв., като включват приходите, получени от търговете на квоти за емисии на парникови газове, предвидени в Закона за опазване на околната среда, постъпленията от продажбата на енергия от възобновяеми източници, постъпили от договори за статистическо прехвърляне по ЗЕВИ и приходите съгласно чл. 36е от ЗЕ.

Прогнозният пълен размер на приходите от продажба на квоти за емисии на парникови газове за новия регулаторен/ценови период е оценен на 2 410 873 хил. лв., като са взети предвид прогнозните нетни количества квоти за емисии на парникови газове, които Р България ще реализира на ЕЕХ и трендът на изменение на цените на квотите. Прогнозата е направена при прогнозираните цени от 85,50 евро/тон в начало на периода – 01.07.2023 г., плавно покачващи се и достигащи до 91,00 евро/тон в края на периода – 30.06.2024 г. Отчетени са рисковете от изтегляне на квоти през втората половина на 2023 г. и заявеното намерение на Европейската комисия да увеличи предлагането на квоти под резерва за стабилност на пазара (MSR), за да финансира плана REPowerEU, което ще окаже натиск върху цените.

Въз основа на прогнозата за следващия регулаторен/ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с производството на електрическа енергия, прогнозните приходи във Фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 586 719 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 предвид разпоредбата на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

## 2. Разходи на ФСЕС

### 2.1. Разходи за предходни регулаторни периоди

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на цени НЕК ЕАД посочва, че от началото на регулаторния период 01.07.2022 г. до 28.02.2023 г. крайните снабдители са закупили значително повече количество електрическа енергия от предвиденото от КЕВР в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. Източници за осигуряване на тази електрическа енергия са централите с дългосрочни договори „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, в резултат на което са направени съществени разходи, които не са били включени в необходимите му приходи, а са финансирани от обществения доставчик. Завишеното потребление на крайните снабдители е било в период с високи цени на въглеродните емисии (достигащи 100 евро/тон), като средната цена, по която е закупувана електрическата енергия от централите, е в размер на 366 лв./MWh. НЕК ЕАД отбелязва, че приходът за тази електрическа енергия е само от цената на крайните снабдители (81,90 лв./MWh), което формира ликвиден дефицит от 54 млн. лв. в дружеството, в резултат на изпълнение на задълженията му като обществен доставчик.

Съгласно чл. 34 от ЗЕ енергийните предприятия имат право да предявят искане за признаване и компенсиране на невъзстановяеми разходи, произтичащи от извършени инвестиции и/или сключени сделки до влизането в сила на този закон, които не могат да бъдат възстановени в резултат на създаване на конкурентен електроенергиен пазар. Съгласно ал. 3 от същата разпоредба, енергийните предприятия подават заявление пред Комисията за признаване на разходите за невъзстановяеми и за установяване на размера им, като към заявлението се представят доказателства за основанието за възникване на невъзстановяемите разходи и за размера им.

Съгласно чл. 34, ал. 5 от ЗЕ Комисията, ръководейки се от принципите по чл. 23 и при отчитане на промените в конкурентните условия, преизчислява ежегодно максималния общ размер на компенсацията, свързана с невъзстановяемите разходи, и определя обема за възстановяване за съответния период. За допълнителните количества електрическа енергия от двете централи, които общественият доставчик е реализирал на регулирания пазар, е

безспорно, че същият следва да бъде компенсиран, тъй като те са включени в микса по определената за тях прогнозна пазарна цена, която не е променяна до края на регулаторния период. Размерът на компенсацията, обаче, следва да се съобрази с обстоятелството, че е налице сериозно отклонение между прогнозната цена на квотите за въглеродни емисии и постигнатата средна такава за периода. В Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., при изчислението на компенсацията на обществения доставчик за реализираната електрическа енергия на регулирания пазар от централите със сключени СИЕ, е заложена прогнозна цена на квотите за въглеродни емисии от 91,00 евро/тон, докато постигнатата е в размер на 82,43 евро/тон. В тази връзка, посочените обстоятелства следва да бъдат взети предвид с оглед точното установяване на размера на невъзстановяемите за НЕК ЕАД разходи, както и за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В допълнение, неотчитането на тези обстоятелства ще доведе до двойно компенсиране на обществения доставчик, а именно: от една страна чрез претендираната компенсация от ФСЕС за допълнителни количества закупена електрическа енергия, а от друга – чрез реализирания надвзет приход от по-ниските цени на квотите за въглеродни емисии, спрямо предвидените в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., съответно до нарушаване на интересите на клиентите. В тази връзка, в т. IV.2.4. от мотивите на настоящото решение е установено, че общественият доставчик е реализирал надвзет приход в размер на 91 248 хил. лв. за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., като тази сума следва да се приспадне от стойността на компенсациите, които НЕК ЕАД следва да получи от ФСЕС за следващия ценови период.

По-горе в т. IV.2.6. от решението са изложени мотиви относно компенсация на обществения доставчик в размер на 19 558 хил. лв. във връзка с капиталова инвестиция на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, произтичаща от Споразумението за изменение на СИЕ от 07.03.2016 г.

По отношение на изпълнението на прогнозните приходи от продажба на квоти за въглеродни емисии за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., определени с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, с писмо с вх. № Е-04-64-5 от 16.05.2023 г. ФСЕС е предоставил отчетни данни за периода 01.07.2022 г. – 30.04.2023 г., както и прогноза за месеците май и юни 2023 г. Видно от тази информация, реализираните от Фонда приходи са със 178 727 хил. лв. по-малко спрямо предвидените в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. В резултат на натрупания недостиг ФСЕС твърди, че е в невъзможност да покрие одобрени разходи на обществения доставчик в размер на 106 000 хил. лв. В тази връзка в разходите на ФСЕС е добавена компенсация за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. в размер на 106 000 хил. лв.

По отношение на предявените за възстановяване от НЕК ЕАД разходи, които общественият доставчик е извършил до 2015 г., следва да бъде изготвен дългосрочен механизъм, чрез който тези некомпенсирани средства да бъдат възстановени на дружеството от ФСЕС през следващи регулаторни/ценови периоди при спазване на принципите, заложени в ЗЕ, сред които са: осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите (чл. 23, т. 4 от ЗЕ), както и осигуряване на балансирано изменение на цените за краен клиент, като се отчитат задълженията на обществения доставчик, на крайните снабдителите и на операторите на електропреносната и електроразпределителни мрежи, свързани с осъществяването на услуги от обществен интерес, със задълженията към обществото и с невъзстановяемите разходи (чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ). Такъв дългосрочен механизъм може да бъде изготвен само след допълнителен анализ и проверка за установяване на реалния размер на тези разходи, както и каква част от тях може да бъде класифицирана реално като тарифен дефицит. Предявените от обществения доставчик за компенсация от ФСЕС разходи за периоди след 2015 г. са разгледани и приети за неоснователни от КЕВР в отностимите за съответния регулаторен период решения на Комисията.

## 2.2. Разходи за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

Разходите за следващия регулаторен период, които Фондът следва да покрива от приходите си през периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., са следните:

2.2.1. Разходи за изплащане на премии на производители от възобновяеми източници в размер на 335 279 хил. лв.

		Средства за компенсиране, хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	-
2	ВяЕЦ	-
3	ФтЕЦ	279 012
4	Биомаса	56 267
5	<b>Общо ВИ</b>	<b>335 279</b>

2.2.2. Разходи за компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия, произведена от производители от възобновяеми източници, с инсталирана мощност под 500 kW, в размер на 28 981 хил. лв.

		Средства за компенсиране, хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	-
2	ВяЕЦ	-
3	ФтЕЦ	26 565
4	Биомаса	2 416
5	<b>Общо ВИ</b>	<b>28 981</b>

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

2.2.3. Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в размер на 1 104 453 хил. лв., формирани съгласно данните в Решение Ц-12 от 30.06.2023 г.

2.2.4. Разходи на ФСЕС за компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ВЕКП) с инсталирана мощност под 500 kW в размер на 1 353 хил. лв., формирани съгласно данните в Решение Ц-12 от 30.06.2023 г. Разходите на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВЕКП под 500 kW, които следва да бъдат компенсирани от ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на електрическа енергия от производителите с преференциални цени, по-високи от прогнозната пазарна цена по раздел I, и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

2.2.5. Компенсация на обществения за изкупуване на електрическа енергия от производителите със сключени СИЕ в размер на 360 008 хил. лв.

2.2.6. Компенсация на обществения доставчик за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ в размер на 115 069 хил. лв.

2.2.7. Компенсация на обществения доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители в размер на 15 134 хил. лв.

2.2.8. Компенсация на обществения доставчик във връзка със Заповед № Е-РД-16-295 от 01.06.2023 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 за задоволяване на нуждите на регулирания пазар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., в размер на 133 035 хил. лв.

Със Заповед № Е-РД-16-295 от 01.06.2023 г. министърът на енергетиката на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ е определил на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. обща годишна квота в размер на 2 200 000 MWh за задължително изкупуване на електрическа енергия, произведена от местни първични източници на гориво, представляващи приблизително 4% от цялата първична енергия, необходима за производство на електрическа енергия, консумирана в страната през календарната 2022 г. По силата на чл. 93а, ал. 1, т. 3 от ЗЕ тази обща годишна квота следва да бъде изкупена от обществения доставчик, а според чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ разходите във връзка с тази заповед са разходи, произтичащи от наложено задължение към обществото. 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. С последната заповед се гарантира сигурността и непрекъснатостта на доставките на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар до края на регулаторния период. Предвид факта, че разходите във връзка със Заповед № Е-РД-16-295 от 01.06.2023 г. на министъра на енергетиката ще възникнат за обществения доставчик през ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., същите следва да бъдат остойностени по изчислените разходи за произведен 1 MWh в т. II.3. от мотивите на настоящото решение. В тази връзка НЕК ЕАД следва да получи от ФСЕС компенсация в размер на 133 035 хил. лв., която представлява разликата между разходите, остойностени по изчислените разходи за произведен 1 MWh в т. II.3., и тези по т. IV.5.

2.2.9. Разходи на ФСЕС по чл. 36б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ в размер на 10 000 хил. лв.

2.2.10. Компенсирани от ФСЕС разходи на обществения доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ в размер на 853 775 хил. лв.

2.2.11. Искане на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД за компенсиране на разходи в размер на 630 хил. лв. във връзка с изпълнение на индивидуална цел за енергийни спестявания съгласно Закона за енергийната ефективност. Искането на дружеството е неоснователно по аргументи, изложени по-долу по т. VIII.2.3.2., поради което претендираните разходи не следва да се включват при формирането на цената за задължения към обществото.

**3. Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.**

<b>Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.</b>		<i>хил. лв.</i>
<b>I.</b>	<b>Приходи</b>	<b>2 991 725</b>
1.	Приходи от вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ	580 852
2.	Приходи от квоти за въглеродни емисии по Закон за ограничаване изменението на климата – чл. 36д, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	2 410 873
<b>II.</b>	<b>Разходи</b>	<b>2 991 577</b>
<b>1.</b>	<b>Разходи за предходни регулаторни периоди</b>	<b>34 310</b>
1.2.	Надвзет приход от обществения доставчик за електрическата енергия от производителите със сключени СИЕ за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	-91 248
1.3.	Компенсация на обществения доставчик за претърпени разходи за капиталова инвестиция на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	19 558
1.4.	Компенсация на ФСЕС за натрупан недостиг през ценовия период от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г.	106 000
<b>2.</b>	<b>Разходи за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.</b>	<b>2 957 267</b>
2.1.	Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители от възобновяеми източници	335 279
2.2.	Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители от електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	1 104 453
2.3.	Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници	28 981
2.4.	Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	1 353
2.5.	Компенсация на обществения за изкупуване на електрическа енергия от производителите със сключени СИЕ	360 008
2.5.1.	„Ей и Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД	254 185
2.5.2.	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	105 823
2.6.	Компенсация на обществения доставчик за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ	115 069
2.7.	Компенсация на обществения доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	15 314
2.8.	Компенсация на обществения доставчик във връзка със Заповед № Е-РД-16-295 от 01.06.2023 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 за задоволяване на нуждите на регулирания пазар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	133 035
2.9.	Разходи на ФСЕС по чл. 36б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ	10 000
2.10.	Компенсирани от ФСЕС разходи на обществения доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	853 775

Видно от изложеното по-горе, приходите на ФСЕС напълно покриват разходите по чл. 36б, т. 1 и т. 2 от ЗЕ, които Фондът следва да извърши, които разходи от своя страна следва да формират цената за задължения към обществото. Поради това цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, следва да е 0,00 лв./MWh.

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

## VI. „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД

При утвърждаване на цените на електропреносното предприятие, получило лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията, по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ, извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка ЕСО ЕАД е подало заявление с вх. № Е-13-41-35 от 31.03.2023 г.

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

Със заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-41-35 от 31.03.2023 г. ЕСО ЕАД е предложило:

- Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 1,06 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, в размер на 2,46 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, в размер на 4,89 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 22,64 лв./MWh, без ДДС.

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

Цени		Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г. (лв./MWh)	Изменение, %
1	Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	0,68	1,06	55,88%
2	Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	2,30	2,46	6,96%
3	Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	5,26	4,89	-7,03%
4	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	19,89	22,64	13,83%

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

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 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 33 330 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.;



1.1.2. Условно-постоянни разходи – 34 427 хил. лв.;

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

а) Разходите за работни заплати и свързаните с тях социални осигуровки и социални разходи са на база договорената средна брутна работна заплата и полагащите се доплащания за 2023 г. по Кодекса на труда;

б) Разходите за амортизации са определени на база реални активи и утвърдени амортизационни норми и при отчитане инвестиционната програма на дружеството за 2023 г., като се има и предвид, че ЕСО ЕАД активно участва в процесите по изграждане и внедряване на платформите, свързани с функционирането на единния пазар „Ден напред“ и единния пазар „В рамките на деня“, съгласно споразуменията SDAC и SDIC и наред с другите оператори отчита и значителни инвестиционни разходи в нематериални дълготрайни активи, които са с кратък срок на амортизация;

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

г) Разходите за ремонт, профилактика и поддръжка са на база разработени и утвърдени в дружеството програми по отношение на активи, свързани с управление на електроенергийната система (телемеханика, телекомуникации, SCADA и др.) за 2023 г., одобрени от Управителния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 71 от 20.12.2022 г. и от Надзорния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 71 от 21.12.2022 г.;

д) Разходи, свързани със задълженията на оператора по европейски регламенти, в т.ч.:

– разходи за ползването на услугите от Southeast Electricity Network Coordination Center („SEleNe CC“) със седалище в Солун – дружество за координиране на сигурността на електроенергийната мрежа в Югоизточна Европа, учредено от операторите на преносни системи на Р България, Р Гърция, Р Италия и Р Румъния в изпълнение на чл. 37 от Регламент 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 05 юни 2019 г. (Регламент 2019/943) относно вътрешния пазар на електроенергия, в размер на 920 хил. лв.;

– разходи, свързани с присъединяване на ЕСО ЕАД към единната платформа за разпределение на дългосрочни преносни права (JAO) в изпълнение на Регламент (ЕС) 2016/1719 на Комисията от 26 септември 2016 година за установяване на насока относно предварителното разпределяне на преносна способност и съгласно хармонизираните правила за разпределение на дългосрочни права (EU HAR), в размер на 1 032 хил. лв.;

– разходи, свързани с европейската платформа за краткосрочна адекватност, както и верификационната платформа на ENTSO-E, общо в размер на 381 хил. лв.;

– разходи, свързани със Споразумението за координирано осъществяване на функцията по единното свързване на пазарите в рамките на деня между операторите на преносни системи (ОПС) и номинираните оператори на пазара на електрическа енергия (НОПЕ) и Споразумението за сътрудничество между ОПС (TCID) и участието на ЕСО ЕАД, заедно с БНЕБ ЕАД, в процеса по интегриране на българска граница с общия европейски пазар в рамките на проекта XVID за времеви хоризонт „В рамките на деня“, в размер на общо 153 хил. лв.;

– разходи свързани с участие в международното сътрудничество по управление на мрежата (IGCC) в размер на 39 хил. лв.;

– разходи за инфраструктурна услуга във връзка с многостранно споразумение за комуникационните мрежи с ENTSO-E в размер на 455 хил. лв.;

– разходи, произтичащи от сключеното по силата на Регламент 943/2019 Споразумение за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на електропреносните мрежи между европейските електроенергийни системни оператори, в размер на 28 500 хил. лв.;

1.1.3. Необходим оборотен капитал – 18 131 хил. лв., изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ;

1.1.4. Регулаторна база на активите в размер на 51 875 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.1.5. Възвръщаемост – 778 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

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

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.2.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена и доставена за продажба на територията на страната – 40 979 000 MWh;

1.2.2. Условно-постоянни разходи – 31 626 хил. лв. Отделните елементи на условно-постоянните разходи са описани подробно в т. 1.1.2 на предложението за изменение на цената достъп за крайни клиенти;

1.2.3. Разходи за допълнителни услуги – 68 401 хил. лв., в т.ч. разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 3 621 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 12 473 хил. лв. и разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 52 307 хил. лв.

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

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

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

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

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

1.2.4. Регулаторна база на активите в размер на 51 875 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.2.5. Възвръщаемост – 715 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

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

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.3.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена и доставена за продажба на територията на страната – 3 630 000 MWh;

1.3.2. Условно-постоянни разходи – 2 801 хил. лв. Отделните елементи на условно-постоянните разходи са описани подробно в т. 1.1.2. на предложението за изменение на цената достъп за крайни клиенти;

1.3.3. Разходи за допълнителни услуги – 6 059 хил. лв., в т.ч. разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 321 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 1 105 хил. лв. и разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 4 633 хил. лв.

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

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

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

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

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

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

1.3.5. Възвръщаемост – 63 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

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

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

#### **1.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа**

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

1.4.1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 33 330 000 MWh;

1.4.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 325 054 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати (възнаграждения) – 109 303 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 57 180 хил. лв.; разходи за амортизации – 80 303 хил. лв.; разходи за ремонт и поддръжка – 29 238 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 49 030 хил. лв.;

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

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

б) Разходите за амортизации са определени на база отчет на въведени в експлоатация към 31.12.2022 г. активи и утвърдени амортизационни норми.

в) Предвидените по-високи разходи за безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт за 2023 г., спрямо отчетените такива през 2022 г., са резултат от факта, че същите са обвързани с промяната на минималната работна заплата в страната и съгласно КТД;

г) Прогнозираните разходи за имуществена застраховка са разчетени на база сключена застрахователна полица, в сила от 01.01.2023 г. Съгласно чл. 3.8. от притежаваната лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“, ЕСО ЕАД сключва и поддържа застраховка съгласно действащото законодателство за покриване на рисковете по имуществото, определени с решение на Комисията и осигуряващи надеждно извършване на лицензионната дейност, като застрахователното покритие следва да осигурява необходимите финансови средства за подмяна на всеки елемент от електропреносната мрежа, повреден или унищожен в резултат на авария или при други обстоятелства, както и за заплащане на обезщетения за причинени щети на трети лица. Изпълнявайки проектите от общ европейски интерес и преизпълнявайки инвестиционната си програма над 100% в последните няколко години, ЕСО ЕАД отчита значителни по размер активи в процес на изграждане, които подлежат на застраховане, както и въвеждане в експлоатация на нови активи. През базисния период извършените разходи за инвестиционни дейности от ЕСО ЕАД са в размер на 177 709 хил. лв., а на инвестиционната програма – 169 561 хил. лв., които представляват 97% от разчета;

д) Разходите за ремонт и поддръжка са на база разработена и утвърдена в дружеството програма за ремонт и поддръжка на електропреносната мрежа за 2022 г., одобрени от Управителния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 71 от 20.12.2022 г. и от Надзорния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 71 от 21.12.2022 г.;

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

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

1.4.3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 412 238 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос – 40 259 740 MWh и остойностени по цена на електрическата енергия в размер на 421,07 лв./MWh, утвърдена с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.;

1.4.4. Корекция на основание чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на (минус) -6 732 хил. лв.

- 1.4.5. Регулаторна база на активите – 2 186 558 хил. лв., в т.ч. НОК в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания – 82 124 хил. лв.;
- 1.4.6. Възвръщаемост – 87 462 хил. лв.;
- 1.4.7. Норма на възвръщаемост – 4,00%;
- 1.4.8. Приходи от реактивна енергия – 15 000 хил. лв.;
- 1.4.9. Приходи от предоставяне на преносна способност – 48 329 хил. лв.

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

С писмо с вх. № Е-13-41-55 от 01.06.2023 г. ЕСО ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

По отношение цената за пренос през електропреносната мрежа, дружеството изразява несъгласие с корекцията на част от условно-постоянните разходи до нивото на отчета за 2022 г., със следните мотиви:

– Социалните разходи за полагащите се доплащания по колективен трудов договор (КТД) са задължителни за дружеството, тъй като приетата годишна програма за изразходването на средствата за социално-битовото и културно обслужване на служителите в дружеството е неразделна част от КТД, а разходите са разчетени с необходимите за периода средства;

– Прогнозираните разходи за имуществена застраховка са разчетени на база реални активи към 31.12.2022 г., свързани с лицензионната дейност и съобразени с договора със застрахователя;

– Разходите за ремонт и поддръжка са на база разработена и утвърдена в дружеството програма за 2023 г., одобрена от Управителния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 71 от 20.12.2022 г. и от Надзорния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 71 от 21.12.2022 г. Изпълнението на планираната и утвърдена ремонтна програма в пълен обем гарантира сигурността и надеждността на електроенергийната система;

– Разходите за въоръжена и противопожарна охрана са съобразени с увеличението на минималната работна заплата за страната, считано от 01.01.2023 г. Действащите договори за извършване на охранителни услуги на обектите са обвързани с минималната работна заплата на брой охранител;

– Разходите за вода, отопление и осветление са предвидени въз основа на счетоводния отчет за 2022 г.

ЕСО ЕАД отбелязва, че възвръщаемостта, заедно с разходите за амортизации, следва да е на нивото на необходимите средства, които да обезпечат инвестиционната програма за регулаторния период. Посочва, че извършените през 2022 г. инвестиционни разходи са в размер на 169 561 хил. лв. (или 96,9% от утвърдената инвестиционна програма), към които следва да се добавят и други инвестиционни дейности, свързани с рехабилитация на електропреносната мрежа, в размер на 8 148 хил. лв. Според дружеството се запазва тенденцията за изпълнение на инвестиционната програма през последните години, в резултат на което счита, че за последните три финансови години ЕСО ЕАД има въведени в експлоатация нови активи, което води до по-висока стойност на регулаторната база на активите. Отчитайки горните факти, дружеството очаква КЕВР да определи ценова рамка, която да създаде условия за изпълнение на инвестициите, заложи в 10-годишния план за развитие на електропреносната мрежа, с което да се гарантира сигурно електроснабдяване в страната и задоволяване на търсенето на електрическа енергия.

Електропреносният оператор възразява също така и срещу извършената корекция по чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на (минус) -26 355 хил. лв., като счита, че същата следва да бъде намалена с 5 692 хил. лв., като се вземат предвид сключените дългосрочни договори на пазарен

сегмент „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, действащи до 30.06.2023 г., както и отчетените данни към месец април 2023 г. включително, и прогноза за месец май и юни 2023 г., като постигнатата среднопретеглена цена е в размер на 377,81 лв./MWh.

В обобщение ЕСО ЕАД счита, че така предложеното намаление с 29,6% на цената за пренос през електропреносната мрежа, спрямо действащата цена, ще доведе до формиране на загуба за дейността.

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

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

– Разходите за ремонт и поддръжка са на база разработени и утвърдени в дружеството програми по отношение на активи, свързани с управление на електроенергийната система (телемеханика, телекомуникации, SCADA и др.) за 2023 г., одобрени от УС на ЕСО ЕАД с Протокол № 71 от 20.12.2022 г. и от НС на ЕСО ЕАД с Протокол № 71 от 21.12.2022 г. Изпълнението на планираната и утвърдена ремонтна програма в пълен обем гарантира сигурността и надеждността на електроенергийната система. Дружеството обръща внимание, че не е спазен принципът, приложен при определянето на разходите за ремонт в цената за пренос, тъй като отчетените през базисната година разходи по това перо следва да бъдат индексирани с инфлационен индекс от 15,3% на основата на данни от НСИ за отчетената за 2022 г. инфлация. В конкретния случай, при отчет в размер на 1 785 хил. лв., коригираните признати разходи за ремонт, изчислени при прилагане на този инфлационен индекс, следва да бъдат в размер на 2 058 хил. лв.;

– По отношение разходите по ИТС споразумението, целящо компенсиране на загубите в мрежите, причинени от трансграничната търговия с електрическа енергия (внос и износ), операторът на електропреносната мрежа посочва, че Р България, чрез ЕСО ЕАД, през всичките години е била платец по това споразумение с вноски, зависещи от размера на изнесената електрическа енергия. Драстичното вдигане на цените на електрическата енергия в Европа от средата на миналата година е довело до най-големия износ от страната, реализиран някога, като за 2022 г. дружеството е реализирало разход в размер на 30 769 хил. лв., докато в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. КЕВР е одобрила едва 13 100 хил. лв. или с близо 60% по-малко от реалния отчетен разход по ИТС механизма. Последното води до невъзстановен за ЕСО ЕАД разход чрез тарифата в размер на 17 669 хил. лв. Поради горното операторът счита за необходимо Комисията да признае прогнозния разход в размер на 28 500 хил. лв., тъй като в сега действащата цена разходът, извършен от оператора в предходния отчетен период, остава непокрит в пълния си размер.

ЕСО ЕАД счита предложеното намаление с 1,3% на цената за достъп за производители, спрямо действащата цена, за необосновано, без да посочва конкретни мотиви.

По отношение на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация от слънчева и вятърна енергия, ЕСО ЕАД счита предложеното намаление в размер на 10,6% спрямо действащата цена за необосновано, тъй като дори не е отчетен непрекъснато покачващият се инфлационен индекс за страната. Очаква предложените корекции в условно-постоянните разходи да допринесат за генерирането на загуби за оператора, тъй като тези присъщи разходи ще бъдат покрити от ЕСО ЕАД, вместо от производителите, които в настоящата икономическа обстановка отчитат непрекъснато ръст на оперативната си печалба.

Комисията приема за неоснователни възраженията на дружеството по отношение на корекцията на условно-постоянните разходи, включени като ценообразуващ елемент в цената за пренос на електрическа енергия. Приложимият спрямо ЕСО ЕАД метод за регулиране обвързва признатите разходи с отчетените такива през базисната година, съпоставени с

утвърдените за предходния регулаторен период, като Комисията преценява икономическата обосноваемост и целесъобразност на предложените стойности на разходите и отражението им по отношение на гарантирането на експлоатационната дейност на дружеството. В тази връзка корекциите са извършени до отчетените нива на съответната група разходи през базисната година. Допълнителните разходи, възникнали в резултат на преговори със синдикални организации и изменение на съществуващи договори, следва да се покриват от допълнителните приходи на дружеството, както и от оптимизации на разходи. Мотивите, че определена група разходи са завишени драстично на база разработена и утвърдена в дружеството програма, одобрена от управителния и надзорния съвет на ЕСО ЕАД, са несъстоятелни, тъй като това са вътрешни процеси за дружеството, към които регулаторът няма отношение, както и не следва да приема безусловно.

Относно разходите за вода, отопление и осветление мотиви са изложени по-долу в решението.

По отношение на твърдението, че възвръщаемостта, която заедно с разходите за амортизации следва да е на нивото на необходимите средства, които да обезпечат инвестиционната програма за регулаторния период, Комисията счита, че е необосновано операторът на електропреносната мрежа да реализира възвръщаемост върху активи, чиято стойност не е в резултат на извършени инвестиции, а на счетоводна преоценка, като в тази връзка ще се наруши принципът, регламентиран в чл. 23, т. 4 от ЗЕ, за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Планираните инвестиционни дейности следва да се обезпечат освен чрез утвърдените за регулаторния период разходи за амортизации и възвръщаемост на обща стойност 145 031 хил. лв., така също и със собствени средства и привлечен капитал.

Комисията приема за неоснователно възражението срещу извършената корекция по чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на (минус) -26 355 хил. лв., като счита, че същата не следва да бъде намалена с 5 692 хил. лв., както твърди дружеството, а следва да бъде допълнително увеличена с 4 351 хил. лв., като се вземат предвид сключените дългосрочни договори на пазарен сегмент „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, действащи до 30.06.2023 г., както и отчетните данни към месец май 2023 г. включително, и прогноза за месец юни 2023 г.

Неоснователни са и твърденията на ЕСО ЕАД по отношение на корекцията на условно-постоянните разходи, включени като ценообразуващ елемент в цените за достъп, предвид изложените по-горе мотиви. Неоснователни са и възраженията относно цената за достъп на производители и такива с динамично променяща се генерация, като са изложени бланкетни доводи, че дори не е отчетен непрекъснато покачващият се инфлационен индекс за страната.

Комисията приема за основателни твърденията по отношение разходите по ИТС споразумението, като тези разходи са отразени по-долу в решението.

### **3. Ценообразуващи елементи**

#### **3.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти**

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

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 34 427 хил. лв. на 33 308 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт и

поддръжка, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, командировки и обучение и квалификация, са запазени на ниво отчет през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 16 756 хил. лв.

<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.	34 427	33 308
2	Възвръщаемост	хил. лв.	778	758
3	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил. лв.	35 205	34 065
4	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MW*h	33 330 000	33 330 000
<b>5</b>	<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС</b>	<b>лв./MWh</b>	<b>1,06</b>	<b>1,02</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 условно-постоянните разходи от 34 427 хил. лв. на 33 308 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт и поддръжка, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, командировки и обучение и квалификация, са запазени на ниво отчет през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 16 756 хил. лв.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ Комисията следва да определи за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги по реда на чл. 105, ал. 2 от ЗЕ, а именно: закупуване на разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности въз основа на тръжна процедура. В тази връзка, поради липса на определени от министъра на енергетиката показатели за степен на надеждност на снабдяването с електрическа енергия за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., са взети предвид определените със Заповед № Е-РД-16-173 от 27.03.2019 г. на министъра на енергетиката, както и постигнатите нива на цените на



провежданите търгове за закупуване на разполагаемост за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности през ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. 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>			
№	Позиция	Мярка	Коригирани стойности
1	2	3	4
1	Разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата	хил. лв.	3 942
2	Разходи за автоматично вторично регулиране	хил. лв.	13 578
3	Разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	56 940
4	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	33 308
5	Възвръщаемост	хил. лв.	758
6	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	108 525
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	44 609 000

Определената цена за достъп до електропреносната мрежа за производители не следва да се заплаща от такива с динамично променяща се генерация, защото съгласно чл. 29 от НРЦЕЕ тези производители заплащат отделна цена. С оглед осигуряване на равнопоставеност между отделните видове производители на електрическа енергия, необходимите приходи и съответно количествата общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ е целесъобразно да се намалят с дела на производителите от слънце и вятър, който обаче следва да бъде отразен в цената по т. 3.3.

<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	108 525	44 609 000
Производители с динамично променяща се генерация	8 831	3 630 000
Производители, с изключение на производителите с динамично променяща се генерация	99 694	40 979 000

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

<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители</b>				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	100 741	99 694
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	40 979 000	40 979 000
3	<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС</b>	лв./MWh	<b>2,46</b>	<b>2,43</b>

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

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

По силата на чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежи цената за достъп до електропреносната мрежа. Съгласно т. 15 от § 1 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ „достъп“ е правото на ползване на преносната и/или разпределителната мрежи за пренос на електрическа енергия срещу заплащане на цена. Ползватели на мрежите по смисъла на т. 41а от същата разпоредба са както потребителите, така и производителите на електрическа енергия, в това число и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници, 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 електропреносното и/или електроразпределителното предприятие за ползване на мрежите и за преноса на количествата електрическа енергия, постъпили в мрежата или потребени от мрежата.

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

Съгласно чл. 12 от Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ), предмет на договорите за достъп е предоставянето на услугата достъп до електропреносната мрежа и на системни услуги. Редът, условията и съотношението в заплащането на цените на тези услуги се определят с ПТЕЕ. По аргумент от чл. 12 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 възобновяеми източници.

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

Съгласно § 1, т. 2 от Допълнителната разпоредба на НРЦЕЕ „динамично променяща се генерация“ е производство на електрическа енергия, което е трудно предвидимо в деня преди

доставката поради неконтролируемо и динамично променящ се първичен енергиен източник. В тази хипотеза попадат възобновяемите източници – производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия.

За постигане баланса на електроенергийната система, ЕСО ЕАД наблюдава и управлява във всеки един момент от време непринудените случайни отклонения, в т.ч. вследствие на аварии и на колебания в електрическия товар, производствените мощности и междусистемните обмени. Производството на електрическа енергия от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, за разлика от производството на електрическа енергия от водноелектрически централи 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 за 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 за крайни клиенти и за производители не са включени разходи за допълнителен резерв за балансиране на инсталираните мощности с динамично променяща се генерация. Размерът на тези разходи е определен въз основа на анализ на необходимостта от допълнителни резервни мощности, които да балансират динамично променящата се генерация от производители на електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия, изчислени на базата на:

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

При изчислението на необходимия резерв за увеличение на диапазона за регулиране е взето предвид, че предизвикваните непринудени, случайни отклонения и смущения в ЕЕС от ФЕЦ и ВяЕЦ много често са кумулативни, т.е. могат да се компенсират взаимно, което води до по-малки отклонения. В тази връзка може да се приеме за икономически обосновано в цената за достъп до електропреносната мрежа, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, да бъдат включени разходи в размер на 8 760 хил. лв., отразяващи средно 100 MW допълнителен резерв, остойностен по 10,00 лв./MW\*h.

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

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

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

<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация</b>				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	8 760	8 760
2	Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп на производители.	хил. лв.	8 861	8 831
3	Възвръщаемост	хил. лв.	129	66
4	Необходими приходи	хил. лв.	17 750	17 657
5	Прогнозни количества	MWh	3 630 000	3 630 000
<b>6</b>	<b>Цена за достъп</b>	<b>лв./MWh</b>	<b>4,89</b>	<b>4,86</b>

### 3.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 325 054 хил. лв. на 307 878 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, въоръжена и противопожарна охрана, охрана на труда, командировки, обучение и квалификация, делегации, както и данъци, удържани при източника съгласно ЗКПО, са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за ремонт са коригирани от 29 238 хил. лв. на 24 370 хил. лв., представляващи отчетените през базисната година разходи по това перо, индексирани с инфлационен индекс от 15,3% на основата на данни от Националния статистически институт за отчетената за 2022 г. инфлация. Разходите за вода, отопление и осветление са коригирани до отчета за 2021 г. предвид очакваното намаление на цената на електрическата енергия на свободния пазар до нивата, наблюдавани през тази година. Разходите за представителни цели, както и тези за такси към БНЕБ ЕАД, са извадени от структурата на разходите.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, необходимият оборотен капитал е преизчислен съгласно чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ на 53 170 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.

Нормата на възвръщаемост е коригирана на 3%, съответстващо на нивото, предложено от дружеството за утвърждаване на цените за достъп до електропреносната мрежа.

Количеството на технологичните разходи по преноса на електрическа енергия е запазено на нивото, утвърдено с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., в размер на 930 000 MWh, като е остойностено по 245,69 лв./MWh в съответствие с определената по-горе прогнозна пазарна цена, към която е прибавена цената за задължения към обществото.

Предложеният от дружеството надвзет приход по чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на 6 732 хил. лв. е преизчислен на 30 706 хил. лв., като са взети предвид отчетните данни за количествата технологичен разход и цените на електрическата енергия за периода 01.07.2022 г – 31.12.2022 г., компенсациите по програма/решение на Министерския съвет за компенсация на разходите на мрежовите оператори за покупка на електрическа енергия за технологични разходи, получени за периода 01.07.2022 г. – 31.12.2022 г., в размер на 49 728 хил. лв., сключените от дружеството дългосрочни договори на платформата на БНЕБ ЕАД и прогнозна цена за второ тримесечие на пазара „Ден напред“ в размер на 185,26 лв./MWh. В резултат на гореописаните показатели среднопретеглената пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период, е изчислена в размер 367,01 лв./MWh, като при

прилагане на формулата съгласно чл. 27а от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи по чл. 27 от НРЦЕЕ следва да се коригират с (минус) -30 706 хил. лв.

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

<b>Цена за пренос през електропреносната мрежа</b>				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	325 054	307 878
2	Възвръщаемост	хил. лв.	87 462	64 728
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	412 237	228 492
4	Корекция по чл. 27а от НРЦЕЕ	хил. лв.	-6 732	-30 706
6	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-15 000	-15 000
7	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-48 329	-48 329
8	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	754 694	507 063
9	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	33 330 000	33 330 000
10	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	22,64	15,21

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

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 1,02 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 34 065 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 330 000 MWh.

2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 2,43 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 99 694 хил. лв. и количества електрическа енергия 40 979 000 MWh.

3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 4,86 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 17 657 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 3 630 000 MWh. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

4. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 15,21 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 507 063 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 330 000 MWh.

## VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, с вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД и с вх. № Е-13-273-71 от 31.03.2023 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-13-09-12 от 18.04.2023 г., с което е предоставена прогнозна информация за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. за количеството електрическа енергия за разпределение през електроразпределителната мрежа на дружеството, в т.ч. енергията, необходима за покриване на технологичните разходи, прогнозното потребление на клиентите на крайния снабдител, прогнозното потребление на клиентите, избрали друг доставчик, както и прогнозните количества електрическа енергия за обмен със съседни електроразпределителни дружества.

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

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

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

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

$$НП = P + (РБА * НВ),$$

където:

*НП* – необходими годишни приходи;

*P* – годишните разходи за дейността по лицензията;

*РБА* – признатата от Комисията регулаторна база на активите;

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

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

количества електрическа енергия – чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ. Необходимите годишни приходи се изменят при условията по чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ във връзка с промени в цената на електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по разпределението, цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, както и цената за задължения към обществото.

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

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

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

- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.;

- Разходите за амортизации;

- Разходите за балансиране;

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

- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

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

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

Извършена е корекция върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) с инфлационен индекс в размер на 15,3% за предходен период на основата на данни от НСИ относно индекса на потребителските цени за 2022 г. Във връзка с корекцията на оперативните разходи с коефициент за подобряване на ефективността, следва да се има предвид, че в началото на регулаторния период Комисията е включила тези разходи на база отчет през базисната година, а не в размера, заявен от дружествата.

### **1.2. Корекция с показатели за качество**

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

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

На основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ е извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за втората година от шестия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през 2022 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, на основание чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

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

### 2.1. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ ЕАД

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.1. цени, без ДДС, на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01653 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,06759 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02151 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00648 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД цени със заявление с вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г. и действащите цени на дружеството:

„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ ЕАД			
Цени	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01653	0,01784	7,92%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,06759	0,07064	4,51%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00648	0,00736	13,58%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02151	0,02579	19,90%

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД уточнява, че предложените в заявлението цени са изчислени въз основа на утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 446,78 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо



20,57 лв./MWh и отчетените разходи за балансиране за 2022 г. в размер на 5,09 лв./MWh. Дружеството е посочило, че в случай, че КЕВР утвърди различна от действащата покупна цена на електрическата енергия за покриване на технологични разходи, предложените в заявлението за утвърждаване цени следва да бъдат изменени пропорционално.

### **2.1.1. Предоставена от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД прогнозна информация:**

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

– Предложената стойност на оперативните разходи е 152 238 хил. лв., при утвърдени за шестия регулаторен период 130 229 хил. лв., индексирани с отчетената инфлация от 16,9% за декември 2022 г. спрямо декември 2021 г. съгласно данни на НСИ, в размер на 22 009 хил. лв. Очакванията на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД за 2023 г. са разходите за оперативна дейност на дружеството да продължат да нарастват в резултат на инфлацията. По отношение разходите за заплати дружеството посочва, че за 2023 г. увеличението е в размер на 8 427 хил. лв., спрямо отчетените разходи за 2022 г., и отразява разликата между отчетената от НСИ годишна инфлация за 2022 г. и постигната договореност със синдикатите за по-ранно вдигане на заплатите, реализирано от 01.08.2022 г. и 01.09.2022 г. в изпълнение на действащите браншови и колективен трудов договор. Увеличените разходи за материали дружеството обосновава с актуализация на единичните цени по сключени договори с изпълнители след проведени процедури по Закона за обществените поръчки (ЗОП), съгласно дадената възможност в чл. 116, ал. 1, т. 3 от ЗОП.

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 72 118 хил. лв. и съвпада с утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР средна нетна амортизация;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 356 821 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7,5%, утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия в размер на 446,78 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 20,57 лв./MWh и отчетените разходи за балансиране за 2022 г. в размер на 5,09 лв./MWh. Дружеството посочва, че утвърдената цена за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh е определена от КЕВР с Решение № Ц-19 от 01.07.2016 г., докато към настоящия момент от една страна електроразпределителните дружества закупуват необходимите им количества електрическа енергия от свободния пазар, а от друга пределната цена за балансиране е обвързана с цената на свободния пазар на пазарен сегмент „Ден напред“, което води до увеличаване на разходите за балансиране. Дружеството посочва също, че при наблюдавания ръст на пазарната цена, количествата електрическа енергия, участващи в балансирането, оказват минимално влияние върху разходите за балансиране. Отбелязва, че към момента все още не може да се оцени какво влияние ще окаже на дружеството въвеждането на 15-минутния интервал на сетълмент и прилагането на новата методика по чл. 105, ал. 13 от ПТЕЕ, като очаква разходите за балансиране да останат на нивото на отчетените за 2022 г.

– РБА – 683 250 хил. лв., която включва утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР средна нетна балансова стойност на съществуващите активи за шести регулаторен период – 514 158 хил. лв. и средногодишен нетен капиталов разход – 105 460 хил. лв., както и оборотен капитал от 63 632 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 39 219 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 5,74%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 9 315 039 MWh;

– Корекция с инфлационен индекс по чл. 38, ал. 4, т. 1 от НРЦЕЕ – 22 009 хил. лв.;

– Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ – 527 хил. лв.;

– Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ – 1 086 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2022 г. – 02.2023 г. за пренесената електрическа енергия,

постигнатата пазарна цена, получените компенсации от ФСЕС по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи, в размер на 31 985 хил. лв., и корекцията с фактора  $P_{t-2}$  за предходния регулаторен период с отчетни данни за периода м. април – м. юни 2022 г. в размер на 27 684 хил. лв.

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

С писмо с вх. № Е-13-62-138 от 01.06.2023 г. „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД счита определената прогнозна цена за групата на операторите на електроразпределителни мрежи за занижена, тъй като не отразява факта, че дружеството закупува 56% от общата енергия за покриване на технологичния разход в пиковите часове, както и че 65% от енергията се закупува през първо и четвърто тримесечие, през които месеци цените са най-високи. Доказателство за това е и направената симулация от КЕВР при изчисляването на груповия коефициент по чл. 37б, ал. 1 и ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ в размер на 0,99430, отразяващ отклонението между постигнатата среднопотеглена цена на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година за групата на операторите на електроразпределителни мрежи и средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година, т.е. постигнатата цена е по-ниска от средната цена за базов товар. Според дружеството с така определен коефициент Комисията санкционира дружеството за постигнатите по-добри резултати, тъй като от една страна „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД не може да влияе върху постигнатите по-високи цени на свободен пазар, а от друга – дружеството се стреми да подобрява своите прогнози, което се вижда както от оферирания борсови цени, с които участва на борсовите сесии, така и от постигнатия технологичен разход за 2022 г., който е по-нисък в сравнение с отчетения такъв за 2021 г. В тази връзка намира, че КЕВР трябва да определи прогнозна пазарна цена, която да отразява актуалните ценови нива за базов товар и за пикова енергия, като такъв подход ще е съобразен със структурата на покупките на електроразпределителните дружества. Посочва, че подобни дългосрочни продукти липсват на платформата на БНЕБ ЕАД, но са налични на ЕЕХ. Подчертава, че определянето на по-ниска цена за базов продукт ще доведе до натрупване на финансов дефицит при операторите на електроразпределителни мрежи за покриване на разликите между прогнозните и реално постигнатите пазарни цени. С оглед на горното поддържа искането си Комисията да определи прогнозна пазарна цена в размер на 299,15 лв./MWh.

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД счита заявеното увеличение на оперативните разходи в рамките на отчетената инфлация от 16,9% за 2022 г. за изцяло икономически обосновано и отразяващо аргументирано предвиденото увеличение на възнагражденията на служителите и очакваните допълнителни разходи за материали и поддръжка на мрежата вследствие на увеличените цени от доставчици и изпълнители на поръчки по реда на Закона за обществените поръчки. Посочва, че дружеството не е получило инфлационна индексация за първата година на шестия регулаторен период, което води до частично изоставане на одобрените оперативни разходи спрямо реалните, поради което е използвало годишната инфлация за периода 12.2022 г. спрямо 12.2021 г. Отбелязва, че ценовият период започва от средата на годината, т.е. от 01.07. на съответната календарна година. През първите шест месеца на 2023 г. цените отразяват приложената средногодишна инфлация в размер на 3,3% съгласно Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., а достигнатата средногодишна инфлация за 2022 г. е 15,9%, поради което индексването на одобрените оперативни разходи с инфлация за предходен период също води до изоставане. Тъй като

индексираните оперативни разходи са приложими за предстоящата ценова година, докато отчетеното нарастване на цените чрез инфлацията е относимо за предходен период на годишна база, това изоставане във възстановяването на разходите остава за сметка на дружеството. Подчертава, че с този подход не се възстановяват икономически обосноваваните разходи за дейността съгласно основните принципи, заложиени в ЗЕ. На база гореизложеното поддържа изцяло предложението си в подаденото заявление корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 1 от НРЦЕЕ да бъде с инфлационен индекс в размер на 16,9%, което е измерител на годишната инфлация за 2022 г. съгласно методологията за индекса на потребителските цени на НСИ.

Мрежовият оператор посочва, че в текста на чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ императивно е регламентирана формулата, по която се изчислява корекцията с фактора  $Z$  при прилагане на метода „горна граница на приходи“. Съгласно дадените определения в чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ, формулата не включва изплатените на основание решения на Министерски съвет компенсация, т.е. получените компенсация не са предвидени нито като елемент, нито като част от съдържанието на някой от елементите на формулата. Счита, че по същество компенсацията представлява събитие с извънреден характер и няма как да бъде включена във формулата за изчисляване на фактора  $Z$ . Горното твърдение е потвърдено и от КЕВР на стр. 54 от доклада, където Комисията е достигнала до извода, че във формулата „липсва елемент, който да отразява приспадане на получените компенсация, изплатени на основание решения на Министерски съвет“. Според дружеството този извод противоречи на следващото твърдение в доклада на стр. 54, където Комисията излага довода, без да има нормативно основание за това, че „компенсация могат да се отразят единствено при калкулацията на елемента Цтр.1“. Намира, че КЕВР е приложила подход за изчисление, който противоречи на разпоредбата на чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ, определяща начина за изчисление на „Цтр.1“ и съответно по този начин незаконосъобразно е извършила изчисленията по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, доколкото във формулата липсва елемент, който да отразява предоставени компенсация по решения на Министерски съвет. Според оператора заключението на КЕВР, че „Цтр.1“ е „функция на закупените количества електрическа енергия и реалните разходи за тези количества, които представляват разликата от заплатената на БНЕБ ЕАД стойност на закупената електрическа енергия и получените компенсация за нея“, противоречи на определението, дадено за „Цтр.1“ в чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, съгласно което „Цтр.1 е цена, изчислена по реда на ал. 8, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи“, т.е. елементът „Цтр.1“ отразява цената, по която са направени разходи за закупуването на електрическа енергия на БНЕБ ЕАД за покриване на технологичните разходи и не отразява получени компенсация, които като извънредно обстоятелство представляват получен приход, с който се компенсират реално извършените по-високи разходи за покупка на електрическа енергия, в резултат на високите цени на енергията. Акцентира, че разходите за енергия са един от основните елементи, участващи в определянето на необходимите приходи на електроразпределителните дружества и всяка тяхна корекция следва да се отразява в необходимите приходи, т.е. компенсацията следва да бъдат отразени като корекция при определяне на необходимите приходи на дружеството, а не да бъдат включени във формулата за фактор  $Z$ . Посочва, че при правилно прилагане на формулата от НРЦЕЕ, корекцията с фактор  $Z$  следва да отрази разликата между реално постигната от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД пазарна цена от 471,13 лв./MWh и утвърдената от КЕВР прогнозна пазарна цена от 446,78 лв./MWh. В противоречие с горния извод, КЕВР е изчислила корекцията по цена, отразяваща разликата между „постигната пазарна цена след компенсация“ в размер на 354,17 лв./MWh и утвърдената прогнозна пазарна цена от 446,78 лв./MWh. Излага и допълнителен аргумент, че методът за регулиране „горна граница на приходи“ и формулата по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ предполагат разликата между утвърдения технологичен разход за регулаторния период и реално отчетения да остава като стимул за електроразпределителното дружество, като с приложения от КЕВР подход за изчисление на „Цтр.1“ на дружеството се отнема част от стимула за постигане на процент за технологичен разход, по-малък от определения от КЕВР – 7,5%.

Отбелязва също, че в таблицата на стр. 53 от приетия от КЕВР доклад не става ясно как е определено количеството електрическа енергия, закупено от платформите на БНЕБ ЕАД, в

размер на 624 245 MWh, както и как са изчислени разходите за тези количества, тъй като е посочена само цена за второ тримесечие 2023 г. в размер на 225,18 лв./MWh, а за месец март 2023 г. няма такава.

Въз основа на изложените факти и обстоятелства „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД счита, че при утвърждаване на цените КЕВР неправилно е приложила нормите на НРЦЕЕ, което нарушава принципите, заложи в ЗЕ – чл. 23, т. 4, т. 6, т. 11 и т. 14, както и чл. 24, ал. 1, т. 3, и води до неправилно изчисляване на корекцията с фактор Z от (минус) -50 744 хил. лв.

Комисията счита направените от дружеството възражения за неоснователни.

По отношение възражението на мрежовия оператор срещу размера на определената прогнозна пазарна цена за групата на операторите на електроразпределителни мрежи следва да се има предвид, че същата се определя като произведение от определената прогнозна пазарна цена за базов товар по чл. 37а от НРЦЕЕ и груповия коефициент по чл. 37б, ал. 1 от НРЦЕЕ. Прогнозната пазарна цена за базов товар за предстоящия ценови период е определена въз основа на извършен подробен анализ в мотивите на настоящото решение по т. I на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси, като са използвани актуални стойности на фючърсите на БЕХ и HUDEX към 19.06.2023 г. Груповият коефициент е определен съгласно изискванията на чл. 37б, ал. 1 от НРЦЕЕ и отразява както специфичния профил на производство, респ. потребление на всяка от групите, така и действителните приходи/разходи на съответната група, и в този смисъл изложените мотиви на дружеството, че цената не отразява коректно какъв процент от общата енергия за покриване на технологичния разход се закупува в пиковите часове, респ. каква част от енергията се закупува през отделните месеци/сезони, се явяват несъстоятелни. В допълнение, тъй като обективно не е възможно прогнозните разходи за закупуване на електрическа енергия за технологични разходи да съвпадат изцяло с реалните разходи, отчетени в края на ценовия период, е предвидена и корекцията с фактор Z.

По отношение корекцията с инфлационен индекс по чл. 38, ал. 4, т. 1 от НРЦЕЕ, „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД некоректно интерпретира информация, публикувана на интернет страницата на НСИ. Дружеството неправилно е индексирало експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ с индекса на потребителските цени за декември 2022 г. спрямо декември 2021 г. в размер на 16,9%. Този индекс, по своята същност, представлява цената на кошницата в даден месец в сравнение с цената ѝ през същия месец на предходната година и би бил относим към разходите на дружеството само, ако всички разходи за годината се извършват през месец декември. В приложеното към заявлението на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД писмо от НСИ ясно е посочено, че средногодишната инфлация за 2022 г. е в размер на 15,3%. Тази инфлация съвпада и със средногодишния индекс на потребителските цени за декември 2022 г., който отразява средногодишната инфлация и следва да се приложи предвид обстоятелството, че относимите разходи се извършват поетапно през цялата година.

Дружеството излага бланкетни доводи, че с този подход не се възстановяват икономически обосноващите разходи за дейността съгласно основните принципи, заложи в ЗЕ, но по никакъв начин не доказва икономическата обосноваемост на разходите си. Твърди, че изоставането в индексирането на разходите е изцяло за сметка на дружеството, но не представя доказателства за опит за оптимизация на тези разходи. Следва да се отбележи, че за периода, през който ще се прилагат цените на мрежовия оператор, прогнозите са за значително по-ниска инфлация спрямо използваната за предходната година в размер на 15,3%.

С оглед прозрачност и прогнозируемост, регулаторът следва да прилага подход, при който за всеки ценови период по време на регулаторния период индексира оперативните разходи на дружествата с инфлационния индекс за предходната календарна година предвид обстоятелството, че за първата ценова година от шестия регулаторен период са утвърдени оперативни разходи, съответстващи на отчетените през базисната година.

Комисията приема възражението по отношение на корекцията по чл. 38, ал. 7 за неоснователно. Корекцията с фактора Z се изчислява чрез заместване във формулата, регламентирана в чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, а именно:

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

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

Неоснователни са твърденията на дружеството, че КЕВР е приложила подход за изчисление, който противоречи на разпоредбата на чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ, определяща начина за изчисление на  $\text{Ц}_{\text{тр.1}}$  и съответно по този начин незаконосъобразно е извършила изчисленията по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, доколкото във формулата липсва елемент, който да отразява предоставени компенсации по решения на Министерския съвет. В чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ е регламентирано, че  $\text{Ц}_{\text{п}}$  е постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическата енергия за покриване на технологичните разходи. В НРЦЕЕ не е регламентирано изрично, как точно се изчислява постигнатата среднопретеглена пазарна цена. Елементарната икономическа логика предполага, че цената представлява отношение между направените разходи и количеството от съответната стока, а когато част от тези разходи са субсидирани (в конкретния случай по програми на Министерския съвет), реалните разходи следва да се намалят с получените субсидии. Неправилен е изводът на дружеството, че елементът на  $\text{Ц}_{\text{тр.1}}$  отразява цената, по която са направени разходи за закупуването на електрическа енергия на БНЕБ ЕАД за покриване на технологичните разходи и не отразява получени компенсации. Подобна изрична разпоредба липсва в НРЦЕЕ. Дружеството излага твърдения, че получените компенсации не намалявали цената, а били приход, който следвало да бъде изваден от необходимите приходи, което е незаконосъобразен подход предвид изричната разпоредба на чл. 3, ал. 2 от НРЦЕЕ, съгласно която 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 тази наредба, която предвижда единствено корекция с инфлационен индекс за предходен период и с коефициент за подобряване на ефективността, корекция с показатели за качество, корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период и корекция с фактора  $Z$ . Намаляването на разходите на електроразпределителните дружества за закупуването на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи с получени компенсации по програми на Министерския съвет не следва да се разглежда като отделен приход, предвид обстоятелството, че представлява аналогична ситуация на периодите, в които дружеството е закупило електрическа енергия от БНЕБ ЕАД на отрицателна цена, съответно е получило приход за потребената електрическа енергия, с който приход се намаляват извършените разходи при изчисление на постигнатата среднопретеглена стойност на цената.

Предлаганият от дружеството подход за изчисление на корекцията с фактора  $Z$  напълно противоречи на формулата по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, тъй като в нея липсва елемент, който да отразява приспадане на получените компенсации, изплатени на основание решения на Министерския съвет. Тези компенсации могат да се отразят единствено при калкулацията на елемента  $\text{Ц}_{\text{тр.1}}$  по начина, по който е направено по-горе, т.е. постигнатата цена е функция на закупените количества електрическа енергия и реалните разходи за тези количества, които представляват разликата от заплатената на БНЕБ ЕАД стойност на закупената електрическа енергия и получените компенсации за нея. По този начин дружеството получава реалния

стимул от постигнатото намаление на технологичния си разход, докато при прилагане на подхода, използван в заявлението с вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г., „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД цели да ошети потребителите на електрическа енергия с над 52 млн. лв., срещу които не са направени никакви разходи и могат да се квалифицират като безвъзмездни средства или допълнителна печалба. Горният подход води до нарушаване на интересите на потребителите и противоречи на чл. 31 от ЗЕ. Освен гореизложеното следва да се има предвид, че искането на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД противоречи и на целите на програмата за компенсирание на разходите на операторите на електропреносната и на електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи на Министерския съвет, а именно: *„Съгласно нея ще се гарантира финансова стабилност на операторите, необходима за осъществяване на дейностите им, осигуряващи нормалното и надеждно функциониране на електроенергийната система на страната. От друга страна, чрез компенсирание на разходите на операторите за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. и съответно намаляване на финансовия дефицит, който следва да бъде компенсиран със следващо ценово решение на КЕВР, ще се ограничи необходимостта от съществено повишаване на цените на мрежовите услуги за всички крайни потребители, в т.ч. и битовите“*, както и *„Мярката за компенсирание е в унисон със Съобщението на Европейската комисия от 13 октомври 2021 г. „Справяне с нарастващите цени на енергията: набор от инструменти за действие и подкрепа относно цените на енергията“ и от 8 март 2022 г. „REPowerEU: Съвместни европейски действия за по-достъпна, сигурна и устойчива енергия“ и очертаните мерки в подкрепа на потребителите за справяне с растящите цени“*. Цялостната концепция на програмата на Министерския съвет предполага намаляването на финансовата тежест върху потребителите, а не осигуряване допълнителна печалба на електроразпределителните дружества. Именно тези обстоятелства са отчетени от КЕВР при изчисляване на фактора Z, като Комисията се е съобразила както със специалните принципи по чл. 23, т. 4 и чл. 31, т. 2 от ЗЕ, според които при изпълнение на регулаторните си правомощия Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, съответно цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обосноваваните разходи за дейността им, така и с общия принцип, че е недопустимо да се заплаща два пъти за едно и също нещо. Приложеният от Комисията подход гарантира спазването на интересите на крайните клиенти и е в съответствие с метода за ценово регулиране, тъй като от една страна не допуска реализирането на допълнителна възвръщаемост на мрежовия оператор в резултат от случайни събития в ущърб на ползвателите на мрежата, надхвърляща тази, която му е предоставена в началото на регулаторния период под формата на стимул чрез признат, непроменяем процент на технологичния разход, но от друга запазва този стимул в първоначално определените му рамки.

### 2.1.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, както и на допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2022 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

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

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

- Разходите за амортизации;
- Разходите за балансиране;
- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 42 584 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.

Разходите за електрическа енергия за технологични разходи са остойностени съгласно посочения по-горе единен подход. Заявеното от дружеството увеличение на разходите за балансиране е неоснователно, поради следното: Основните фактори, които влияят върху разходите за балансиране са точността на прогнозата, която зависи изцяло от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД (останалите оператори на електроразпределителни мрежи отчитат значително по-ниски разходи за небаланс) и цените на балансиращата енергия за недостиг и излишък. Последните пряко корелират с цената на пазар „Ден напред“, за която прогнозите за следващия ценови период са, че ще е с около 50% по-ниска спрямо отчетената през 2022 г. Следва да се има предвид, че е приета нова методика по чл. 105, ал. 13 от ПТЕЕ (обн. ДВ, бр. 36 от 2023 г., в сила от 01.05.2023 г.), с която се въвежда нов модел за изчисляване на разходите за балансиране на координаторите на балансиращи групи във всеки период на сетълмент, статус на регулиране, позиция на небаланс (излишък/недостиг) и посоката на плащане между независимия преносен оператор и координаторите. Този модел стимулира участниците към по-точна прогноза, елиминирайки стимулите за умишлено избиране в ден -1 на делегирана позиция на небаланс, в зависимост от финансово по-благоприятната за пазарния участник ситуация, което води до по-справедливо разпределение на разходите за небаланс между търговските участници на пазара на електрическа енергия и създава възможност, при по-точно прогнозиране, за допълнително понижаване на тези разходи.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 20 583 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2022 г., в размер на 294 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по-долу:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		2021 г.	2022 г.	2023 г.
		(И1)	(И2)	(И3)
		отчет	отчет	план
1	Инвестиции – общо	100 075	93 916	83 429
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	25 255	21 505	15 000
3	Нетна амортизация, Ап	7 883	7 352	6 533
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	66 937	65 059	61 897
5	Среден номинален размер на инвестициите	98 626		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	105 460		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3	11 334		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	11 170		
9	Приложена корекция в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.	-751		
10	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период $(р.5-р.6)*5,74\%*2 + (р.7-р.8)*2 - р.9$	294		

В съответствие с т. 1.4. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -60 095 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

*Путв.* – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 604 025 хил. лв.;

*Потч.* – отчетени приходи в размер на 597 613 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г., вх. № Е-13-62-141 от 13.06.2023 г. и вх. № Е-13-62-141 от 16.06.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2022 г. до 31.05.2023 г., както и прогноза за месец юни 2023 г.;

*E<sub>прог.</sub>* – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 687 551 хил. kWh;

*E<sub>отч.</sub>* – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 531 522 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г. и писма с вх. № Е-13-62-141 от 13.06.2023 г. и вх. № Е-13-62-141 от 16.06.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2022 г. до 31.05.2023 г., както и прогноза за месец юни 2023 г.;

*ТР<sub>одоб.</sub>* – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7,5%;

*Ц<sub>тр.</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 достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 469,15 лв./MWh;

– *Ц<sub>тр.1</sub>* – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 391,47 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия,



потребена за технологични разходи. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за месец юни на 2023 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 177,43 лв./MWh. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от платформите на БНЕБ ЕАД, MWh	624 245
2	Разходи, хил. лв.	248 451
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	398,00
4	Получени компенсации, хил. лв.	31 985
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	216 467
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	346,77
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	369,10
8	$\text{Ц}_{\text{пр}}^1$ (с прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	391,47

$P_{t-2}$  – (минус) -541 хил. лв. е изчислен като разлика между стойността на фактора  $Z$  за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. ( $Z_{t-1}$ ), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора  $Z$ , използван в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на  $Z_{t-1}$  са извършени по горната формула, където:

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

$P_{\text{отч.}}$  – отчетени приходи в размер на 367 784 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г. за отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г.;

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

$E_{\text{отч.}}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 814 477 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г.;

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

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

–  $\text{Ц}_{\text{пр}}^1$  – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 157,29 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г., намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
1	Количество електрическа енергия закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	678 244
2	Разходи, хил. лв.	260 668
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	384,33
4	Получени компенсации, хил. лв.	163 747
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	96 921
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	142,90
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	136,34
8	Ц <sub>пр.</sub> <sup>1</sup> (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране )	157,29

Zt-1 – (минус) -10 062 хил. лв.;  
 Приложен Z фактор – (минус) -9 521 хил. лв.;  
 P<sub>t-2</sub> – (минус) -541 хил. лв.

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

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	134 527
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	206 146
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	72 118
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	662 202
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	514 158
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	105 460
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	42 584
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	38 010
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	20 583
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 60 095
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	294
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	411 583
11	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	9 315 039

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01065 лв./kWh,
  - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04232 лв./kWh,
  - цена за достъп за небитови клиенти – 0,02683 лв./kW/ден,
  - цена за достъп за битови клиенти – 0,00754 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за третата ценова година от шестия регулаторен период – 411 583 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 315 039 MWh.

## 2.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2023 г.

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., в частта по т. II.5.2. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01643 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07105 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02256 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00598 лв./kWh.

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-19 от 01.07.2022 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01643	0,01518	-7,61%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,07105	0,06566	-7,59%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./kW/ден	0,00598	0,02601*	неприложимо
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02256	0,02601	15,29%

„Електроразпределение Юг“ ЕАД уточнява, че предложените в заявлението цени са изчислени въз основа на утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 446,78 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 20,57 лв./MWh и разходи за балансиране в размер на 3,20 лв./MWh.

### 2.2.1. Предоставена от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

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

- Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 149 085 хил. лв., при утвърдени за предходната ценова година – 129 302 хил. лв., в резултат на приложена корекция с инфлационен индекс за периода януари 2022 – декември 2022 г. спрямо периода януари 2021 – декември 2021 г. в размер на 15,3% с обща стойност от 19 783 хил. лв.;
- Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 66 606 хил. лв., утвърдена с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 329 557 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7,5%, изчислени въз основа на утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 446,78 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 20,57 лв./MWh и разходи за балансиране в размер на 3,20 лв./MWh или 2 241 хил. лв. Увеличението на разходите за балансиране спрямо утвърдените за предходния период 1,80 лв./MWh е обосновано с изключителното нарастване на цените на пазар „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД, ограничените възможности за нетиране на небаланси в резултат на отмяната на чл. 56б, ал. 4 и чл. 56в, ал. 6 от Правилата за търговия с електрическа енергия и въвеждането на 15-минутен интервал на сетълмент;

– РБА – 659 071 хил. лв., при утвърдена с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. РБА в размер на 655 960, която включва утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР средна нетна балансова стойност на съществуващите активи за шести регулаторен период – 492 035 хил. лв. и средногодишен нетен капиталов разход – 107 206 хил. лв., както и оборотен капитал от 59 830 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 37 652 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 5,74%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 8 637 854 MWh;

– Корекция с инфлационен индекс за третата ценова година – 19 783 хил. лв.;

– Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ – (минус) -288 хил. лв.;

– Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ – (минус) -11 585 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2022 г. – 02.2023 г. и прогнозни стойности за месеците март, април, май и юни 2023 г., получените за периода 01.07.2022 г. – 31.12.2023 г. компенсация от ФСЕС по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи, както и корекцията с фактора  $P_{t-2}$  за предходния регулаторен период. При изчисляване на факторите Z и  $P_{t-2}$ , дружеството прилага подход, като първо прилага формулата по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, след което отразява получените под формата на държавна помощ компенсация.

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

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

С писмо с вх. № Е-13-262-77 от 01.06.2023 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

Мрежовият оператор поддържа изцяло позицията си за необходимост от въвеждането на цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти на база присъединена/договорена мощност и не споделя мотивите КЕВР, с които искането му е отхвърлено. Според дружеството предложеният нов модел на ценообразуване на услугата достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти е в съответствие с европейската практика и способства за по-ефективно и по-справедливо разпределение на постоянните разходи, сред които основно тези за инфраструктурни инвестиции, сред ползвателите на

електроразпределителната мрежа. Подчертава, че преходът от цена за достъп, която се базира единствено на количествата потребена енергия, към цена достъп с фиксирани компоненти, е разпознат като ефективен инструмент за реализиране на необходимата промяна на тарифните структури и регулаторните модели с оглед все по-комплексните очаквания на крайните клиенти към операторите на електроразпределителни мрежи в резултат на увеличението на разпределеното производство на възобновяема енергия, електромобилността и дигитализацията на енергийните услуги, предоставяни на бита.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД изразява несъгласие с изложените от КЕВР мотиви относно начина на отразяване на получените компенсации по решения на Министерския съвет при изчисляване на корекцията с фактора Z, според които с предложения от дружеството подход същото е целяло да оцети ползвателите на мрежата с над 34 000 хил. лв. или да получи приходи, които не му се следват. Посочва, че при направените изчисления се е ръководило стриктно от формулата по чл. 37, ал. 7 от НРЦЕЕ, въпреки че намира за дискуссионно как точно следва да бъдат отчетени получените компенсации, тъй като във формулата не е предвидена компонента „получени под формата на държавна помощ компенсации“.

КЕВР не приема аргументите, че предложеният от дружеството метод за утвърждаване на цената за достъп не е в ущърб на енергийно уязвимите клиенти предвид факта, че обвързването на цената за достъп с предоставената/договорената мощност ще доведе до повишение на крайната цена за клиентите с най-ниска консумация, съответно до намаление на цената при клиентите с най-високо потребление. Формирането на цената за достъп по предложени начин е нецелесъобразно, тъй като ще засегне на практика най-вече енергийно уязвими клиенти, за които, обаче, Р България все още не е въвела ясни критерии за дефиниране и защита.

Комисията приема възражението по отношение на корекцията по чл. 38, ал. 7 за неоснователно. Корекцията с фактора Z се изчислява чрез заместване във формулата, регламентирана в чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, а именно:

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

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

В чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ е регламентирано, че Цп е постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическата енергия за покриване на технологичните разходи. В НРЦЕЕ не е регламентирано изрично, как точно се изчислява постигнатата среднопретеглена пазарна цена. Елементарната икономическа логика предполага, че цената представлява отношение между направените разходи и количеството от съответната стока, а когато част от тези разходи са субсидирани (в конкретния случай по програми на Министерския съвет), реалните разходи следва да се намалят с получените субсидии. Намаляването на разходите на електроразпределителните дружества за закупуването на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи с получени компенсации по програми на Министерския съвет не следва да се разглежда като отделен приход, предвид обстоятелството, че представлява аналогична ситуация на периодите, в които дружеството е закупило електрическа енергия от БНЕБ ЕАД на отрицателна цена, съответно е получило приход за потребената електрическа енергия, с който

приход се намаляват извършените разходи при изчисление на постигнатата среднопретеглена стойност на цената.

Предлаганият от дружеството подход за изчисление на корекцията с фактора Z напълно противоречи на формулата по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, тъй като в нея липсва елемент, който да отразява приспадане на получените компенсации, изплатени на основание решения на Министерския съвет. Тези компенсации могат да се отразят единствено при калкулацията на елемента Цтр1 по начина, по който е направено по-горе, т.е. постигнатата цена е функция на закупените количества електрическа енергия и реалните разходи за тези количества, които представляват разликата от заплатената на БНЕБ ЕАД стойност на закупената електрическа енергия и получените компенсации за нея. По този начин дружеството получава реалния стимул от постигнатото намаление на технологичния си разход, докато при прилагане на подхода, използван в заявлението се цели оцетяване на потребителите на електрическа енергия с над 34 млн. лв., срещу които не са направени никакви разходи и могат да се квалифицират като безвъзмездни средства или допълнителна печалба. Горният подход води до нарушаване на интересите на потребителите и противоречи на чл. 31 от ЗЕ. Освен гореизложеното следва да се има предвид, че искането на „Електроразпределение Юг“ ЕАД противоречи и на целите на програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и на електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи на Министерския съвет, а именно: *„Съгласно нея ще се гарантира финансова стабилност на операторите, необходима за осъществяване на дейностите им, осигуряващи нормалното и надеждно функциониране на електроенергийната система на страната. От друга страна, чрез компенсиране на разходите на операторите за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. и съответно намаляване на финансовия дефицит, който следва да бъде компенсиран със следващо ценово решение на КЕВР, ще се ограничи необходимостта от съществено повишаване на цените на мрежовите услуги за всички крайни потребители, в т.ч. и битовите“*, както и *„Мярката за компенсиране е в унисон със Съобщението на Европейската комисия от 13 октомври 2021 г. „Справяне с нарастващите цени на енергията: набор от инструменти за действие и подкрепа относно цените на енергията“ и от 8 март 2022 г. „REPowerEU: Съвместни европейски действия за по-достъпна, сигурна и устойчива енергия“ и очертаните мерки в подкрепа на потребителите за справяне с растящите цени“*. Цялостната концепция на програмата на Министерския съвет предполага намаляването на финансовата тежест върху потребителите, а не осигуряване допълнителна печалба на електроразпределителните дружества. Именно тези обстоятелства са отчетени от КЕВР при изчисляване на фактора Z, като Комисията се е съобразила както със специалните принципи по чл. 23, т. 4 и чл. 31, т. 2 от ЗЕ, според които при изпълнение на регулаторните си правомощия Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, съответно цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обосноваваните разходи за дейността им, така и с общия принцип, че е недопустимо да се заплаща два пъти за едно и също нещо. Приложеният от Комисията подход гарантира спазването на интересите на крайните клиенти и е в съответствие с метода за ценово регулиране, тъй като от една страна не допуска реализирането на допълнителна възвръщаемост на мрежовия оператор в резултат от случайни събития в ущърб на ползвателите на мрежата, надхвърляща тази, която му е предоставена в началото на регулаторния период под формата на стимул чрез признат, непроменяем процент на технологичния разход, но от друга запазва този стимул в първоначално определените му рамки.

### 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 2022 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

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

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

– Разходите за амортизации;

– Разходите за балансиране;

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

– Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 40 058 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.

Разходите за електрическа енергия за технологични разходи са остойностени съгласно посочения по-горе единен подход. Заявеното от дружеството увеличение на разходите за балансиране е неоснователно, поради следното: Основните фактори, които влияят върху разходите за балансиране са точността на прогнозата, която зависи изцяло от „Електроразпределителни мрежи Юг“ ЕАД и цените на балансиращата енергия за недостиг и излишък. Последните пряко корелират с цената на пазар „Ден напред“, за която прогнозите за следващия ценови период са, че ще е с около 50% по-ниска спрямо отчетената през 2022 г. Следва да се има предвид, че е приета нова методика по чл. 105, ал. 13 от ПТТЕЕ (обн. ДВ, бр. 36 от 2023 г., в сила от 01.05.2023 г.), с която се въвежда нов модел за изчисляване на разходите за балансиране на координаторите на балансиращи групи във всеки период на сетълмент, статус на регулиране, позиция на небаланса (излишък/недостиг) и посоката на плащане между независимия преносен оператор и координаторите. Този модел стимулира участниците към по-точна прогноза, елиминирайки стимулите за умишлено избиране в ден -1 на делегирана позиция на небаланса, в зависимост от финансово по-благоприятната за пазарния участник ситуация, което води до по-справедливо разпределение на разходите за небаланси между търговските участници на пазара на електрическа енергия и създава възможност, при по-точно прогнозиране, за допълнително понижаване на тези разходи.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 19 783 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2022 г., в размер на (минус) -288 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по долу:



„Електроразпределение Юг“ ЕАД		2021 г.	2022 г.	2023 г.
		(И1)	(И2)	(И3)
		отчет	отчет	план
1	Инвестиции – общо	85 070	118 308	91 018
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	24 846	38 396	20 800
3	Нетна амортизация, Ап	5 310	6 352	5 123
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	54 914	73 560	65 095
5	Среден номинален размер на инвестициите	93 391		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	107 206		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3	8 455		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	8 666		
9	Приложена корекция в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.	-1 720		
10	<b>Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период <math>(р.5-р.6)*5,74\%*2 + (р.7-р.8)*2 - р.9</math></b>	<b>-288</b>		

В съответствие с т. 1.4. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -57 995 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$\text{Путв.}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 554 745 хил. лв.;

$\text{Потч.}$  – отчетени приходи в размер на 561 532 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г. и писмо с вх. № Е-13-262-78 от 13.06.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2022 г. до 31.05.2023 г., както и прогноза за месец юни 2023 г.;

$\text{Е}_{\text{прог.}}$  – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 637 854 хил. kWh;

$\text{Е}_{\text{отч.}}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 648 752 хил. kWh;

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

$\text{Ц}_{\text{тр.}}$  – 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 достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 469,15 лв./MWh;

–  $\text{Ц}_{\text{тр.}}^1$  – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 396,50 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за месец юни на 2023 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 177,43 лв./MWh. Изчисленията са представени по долу:



„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	581 204
2	Разходи, хил. лв.	239 139
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	411,45
4	Получени компенсации, хил. лв.	34 677
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	204 461
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	351,79
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	374,13
8	Ц <sub>мп.</sub> <sup>1</sup> (с прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране )	396,50

$P_{t-2}$  – (минус) -674 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора  $Z$  за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. ( $Z_{t-1}$ ), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора  $Z$ , използван в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месец юни 2022 г. Изчисленията на  $Z_{t-1}$  са извършени по горната формула, където:

$P_{утв.}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 326 766 хил. лв.;

$P_{отч.}$  – отчетени приходи в размер на 345 672 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г.;

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

$E_{отч.}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 041 616 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г.;

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

Ц<sub>мп.</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 достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 152,22 лв./MWh;

– Ц<sub>мп.</sub><sup>1</sup> – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 161,87 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г., намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребна за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	629 284
2	Разходи, хил. лв.	240 299
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	381,86
4	Получени компенсации, хил. лв.	147 490
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	92 809
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	147,48
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	140,92
8	Ц <sub>мп.</sub> <sup>1</sup> (с прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	161,87

$Z_{t-2}$  – (минус) -6 346 хил. лв.;  
Приложен Z фактор – (минус) -5 673 хил. лв.;  
 $P_{t-2}$  – (минус) -674 хил. лв.

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

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

<b>„Електроразпределение Юг“ ЕАД</b>		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	129 302
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	191 159
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	66 606
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	639 299
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	492 035
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	107 206
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	40 058
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	36 696
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	19 783
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-57 995
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-288
<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>385 263</b>
<b>11</b>	<b>Количество електрическа енергия за разпределение, MWh</b>	<b>8 637 854</b>

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – **0,01080 лв./kWh**;
  - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,04366 лв./kWh**;
  - цена за достъп за небитови клиенти – **0,02617 лв./kW/ден**;
  - цена за достъп за битови клиенти – **0,00803 лв./kWh**,
- необходими годишни приходи за третата ценова година от шестия регулаторен период – **385 263 хил. лв.** и пренесена електрическа енергия от **8 637 854 MWh**.

### 2.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-71 от 31.03.2023 г. „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2023 г.

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.3. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,02648 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07073 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02311 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00885 лв./kWh.

### 2.3.1. Предоставена от „Електроразпределение Север“ АД прогнозна информация

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

<b>„Електроразпределение Север“ АД</b>			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,02648	0,03098	16,99%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,07073	0,08274	16,98%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00885	0,01035	16,95%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02311	0,02703	16,96%

„Електроразпределение Север“ АД уточнява, че предложените в заявлението цени са изчислени въз основа на утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 446,78 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 20,57 лв./MWh и допустимия максимален размер на разходите за балансиране от 1,80 лв./MWh. Дружеството е посочило, че при промяна на някои от съставляващите елементи по финансово свързаната верига, мрежовите цени ще бъдат различни от предложените в заявлението.

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

- Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 119 431 хил. лв., при утвърдени за предходния ценови период – 103 553 хил. лв., в резултат на приложена корекция с инфлационен индекс от 15,33% за периода януари 2022 г. – декември 2022 г., на обща стойност 15 878 хил. лв.;

- Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 239 279 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8,5%, утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 446,78 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 20,57 лв./MWh и допустимия максимален размер на разходите за балансиране от 1,80 лв./MWh.;

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

– РБА в размер на 284 335 хил. лв., при утвърдена с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. РБА в размер на 281 937, която включва утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР средна нетна балансова стойност на съществуващите активи за шести регулаторен период – 191 363 хил. лв. и среден номинален размер на инвестициите – 48 133 хил. лв., както и оборотен капитал от 44 839 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 16 321 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 5,74%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 5 490 283 MWh;

– Корекция с инфлационен индекс – 15 878 хил. лв.;

– Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния ценови период – (минус) -1 121 хил. лв.;

– Корекция с фактора Z – (плюс) 32 970 хил. лв., която отразява всички получени компенсации от Министерство на енергетиката и ФСЕС към момента на подаване на заявлението и включва периодите  $t_1$  и  $t_2$ .

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

С писмо с вх. № Е-13-273-128 от 01.06.2023 г. „Електроразпределение Север“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

„Електроразпределение Север“ АД не споделя възприетия от КЕВР подход за отразяване на получените от дружеството компенсации по решения на Министерския съвет при изчисляване на корекцията с фактор Z. Счита, че същият не отговаря на разпоредбата на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, съгласно която постигнатата среднопретеглена пазарна цена (Цп) е среднопретеглената пазарна цена, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическата енергия за покриване на технологичните разходи, и не следва тази цена да отразява други разходи или приходи. Намира направеното изчисление от Комисията за несъобразено с текстовете на НРЦЕЕ, тъй като по този начин се намалява регулаторно признатата стойност на утвърдените разходи за загубите при разпределение на електрическа енергия. Следвайки горепосочения принцип и съответните разпоредби от НРЦЕЕ, счита за правилно получените приходи от компенсации да се отразяват в крайния резултат на Z фактора, като той се коригира с техния размер така, както дружеството е посочило в подаденото заявление за изменение на цени за следващата ценова година. Според мрежовият оператор същият принцип би следвало да бъде приложен и при изчисление на постигнатата цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ за периода  $P_{t-2}$ .

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

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

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

Неоснователни са твърденията на дружеството, че КЕВР е приложила подход за изчисление, който противоречи на разпоредбата на чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ, определяща начина за изчисление на Цтр1 и съответно по този начин незаконосъобразно е извършила изчисленията по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, доколкото във формулата липсва елемент, който да отразява предоставени компенсации по решения на Министерския съвет. В чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ е регламентирано, че Цп е постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическата енергия за покриване на технологичните разходи. В НРЦЕЕ не е регламентирано изрично, как точно се изчислява постигнатата среднопретеглена пазарна цена. Елементарната икономическа логика предполага, че цената представлява отношение между направените разходи и количеството от съответната стока, а когато част от тези разходи са субсидирани (в конкретния случай по програми на Министерския съвет), реалните разходи следва да се намалят с получените субсидии. Неправилен е изводът на дружеството, че елементът на Цтр1 отразява цената, по която са направени разходи за закупуването на електрическа енергия на БНЕБ ЕАД за покриване на технологичните разходи и не отразява получени компенсации. Подобна изрична разпоредба липсва в НРЦЕЕ. Дружеството излага твърдения, че получените компенсации не намаляват цената, а са приход, който следва да бъде изваден от необходимите приходи, което е незаконосъобразен подход предвид изричната разпоредба на чл. 3, ал. 2 от НРЦЕЕ, съгласно която 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 наредбата, която предвижда единствено корекция с инфлационен индекс за предходен период и с коефициент за подобряване на ефективността, корекция с показатели за качество, корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период и корекция с фактора Z. Намаляването на разходите на електроразпределителните дружества за закупуването на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи с получени компенсации по програми на Министерския съвет не следва да се разглежда като отделен приход, предвид обстоятелството, че представлява аналогична ситуация на периодите, в които дружеството е закупило електрическа енергия от БНЕБ ЕАД на отрицателна цена, съответно е получило приход за потребената електрическа енергия, с който приход се намаляват извършените разходи при изчисление на постигнатата среднопретеглена стойност на цената.

Предлаганият от дружеството подход за изчисление на корекцията с фактора Z напълно противоречи на формулата по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, тъй като в нея липсва елемент, който да отразява приспадане на получените компенсации, изплатени на основание решения на Министерския съвет. Тези компенсации могат да се отразят единствено при калкулацията на елемента Цтр1 по начина, по който е направено по-долу т.е. постигнатата цена е функция на закупените количества електрическа енергия и реалните разходи за тези количества, които представляват разликата от заплатената на БНЕБ ЕАД стойност на закупената електрическа енергия и получените компенсации за нея. По този начин дружеството получава реалния стимул от постигнатото намаление на технологичния си разход, докато при прилагане на подхода, използван в заявлението с вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г., „Електроразпределение Север“ АД цели да оцети потребителите на електрическа енергия с над 50 млн. лв., срещу които не са направени никакви разходи и могат да се квалифицират като безвъзмездни средства или допълнителна печалба. Горният подход води до нарушаване на интересите на потребителите и противоречи на чл. 31 от ЗЕ. Освен гореизложеното следва да се има предвид, че искането на „Електроразпределение Север“ АД противоречи и на целите на програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и на електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи на Министерския съвет, а именно: *„Съгласно нея ще се гарантира финансова стабилност на операторите, необходима за осъществяване на дейностите им, осигуряващи нормалното и надеждно функциониране на*

електроенергийната система на страната. От друга страна, чрез компенсиране на разходите на операторите за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. и съответно намаляване на финансовия дефицит, който следва да бъде компенсиран със следващо ценово решение на КЕВР, ще се ограничи необходимостта от съществено повишаване на цените на мрежовите услуги за всички крайни потребители, в т.ч. и битовите“, както и „Мярката за компенсиране е в унисон със Съобщението на Европейската комисия от 13 октомври 2021 г. „Справяне с нарастващите цени на енергията: набор от инструменти за действие и подкрепа относно цените на енергията“ и от 8 март 2022 г. „REPowerEU: Съвместни европейски действия за по-достъпна, сигурна и устойчива енергия“ и очертаните мерки в подкрепа на потребителите за справяне с растящите цени“. Цялостната концепция на програмата на Министерския съвет предполага намаляването на финансовата тежест върху потребителите, а не осигуряване допълнителна печалба на електроразпределителните дружества. Именно тези обстоятелства са отчетени от КЕВР при изчисляване на фактора Z, като Комисията се е съобразила както със специалните принципи по чл. 23, т. 4 и чл. 31, т. 2 от ЗЕ, според които при изпълнение на регулаторните си правомощия Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, съответно цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обосноваваните разходи за дейността им, така и с общия принцип, че е недопустимо да се заплаща два пъти за едно и също нещо. Приложеният от Комисията подход гарантира спазването на интересите на крайните клиенти и е в съответствие с метода за ценово регулиране, тъй като от една страна не допуска реализирането на допълнителна възвръщаемост на мрежовия оператор в резултат от случайни събития в ущърб на ползвателите на мрежата, надхвърляща тази, която му е предоставена в началото на регулаторния период под формата на стимул чрез признат, непроменяем процент на технологичния разход, но от друга запазва този стимул в първоначално определените му рамки.

### 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 2022 г. на дружеството и при прилагане на посочения по-горе единен подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

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

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

- Разходите за амортизации;
- Разходите за балансиране;
- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 30 345 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 посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 15 844 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2022 г., в размер на (минус) -1 097 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по долу:

„Електроразпределение Север“ АД		2021 г.	2022 г.	2023 г.
		(И1)	(И2)	(И3)
		отчет	отчет	план
1	Инвестиции – общо	40 007	41 427	40 000
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	3 037	3 070	3 196
3	Нетна амортизация, Ап	3 779	4 405	4 125
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	33 191	33 952	32 678
5	Среден номинален размер на инвестициите	50 081		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	48 133		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3	6 039		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	7 272		
9	Приложена корекция в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.	-1 145		
10	<b>Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период <math>(р.5-р.6)*5,74\%*2 + (р.7-р.8)*2 - р.9</math></b>	<b>-1 097</b>		

В съответствие с т. 1.4. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -19 034 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{утв.}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 383 725 хил. лв.;

$P_{отч.}$  – отчетени приходи в размер на 389 034 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-273-71 от 31.03.2023 г. и писмо с вх. № Е-13-273-129 от 13.06.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2022 г. до 31.05.2023 г., както и прогноза за месец юни 2023 г.;

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

$E_{отч.}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 412 558 хил. kWh;

$TR_{одоб.}$  – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8,5%;

$Ц_{пр.}$  – 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 достъп и пренос до/през



електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 469,15 лв./MWh;

–  $C_{mp}^1$  – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 451,26 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за месец юни на 2023 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 177,43 лв./MWh. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	394 280
2	Разходи, хил. лв.	180 650
3	Постигнатата среднопретеглена цена, лв./MWh	458,18
4	Получени компенсации, хил. лв.	20 354
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	160 296
6	Постигнатата цена след компенсации, лв./MWh	406,55
7	Постигнатата цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	428,89
8	$C_{mp}^1$ (с прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране )	451,26

$P_{t-2}$  – (минус) -1 343 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора  $Z$  за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. ( $Z_{t-1}$ ), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора  $Z$ , използван в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на  $Z_{t-1}$  са извършени по горната формула, където:

$P_{утв.}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 218 059 хил. лв.;

$P_{отч.}$  – отчетени приходи в размер на 243 098 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Север“ ЕАД информация със заявление с вх. Е-13-273-71 от 31.03.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г.;

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

$E_{отч.}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 721 700 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-71 от 31.03.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г.;

$TR_{одоб.}$  – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8,5%;

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

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



размер на 165,15 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г., намалена с получените компенсация по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	340 312
2	Разходи, хил. лв.	127 110
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	373,51
4	Получени компенсация, хил. лв.	75 802
5	Разходи след компенсация, хил. лв.	51 308
6	Постигната цена след компенсация, лв./MWh	150,77
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	144,20
8	$\text{Ц}_{\text{пр.}}^I$ (с прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	165,15

$Z_{t-2}$  – (минус) -16 975 хил. лв.;

Приложен Z фактор – (минус) -15 632 хил. лв.;

$P_{t-2}$  – (минус) -1 343 хил. лв.

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

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	103 553
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	139 208
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	41 486
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	269 841
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	191 363
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	48 133
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	30 345
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	15 489
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	15 844
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-19 034
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-1 097
10	Необходимите годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	295 448
11	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	5 490 283

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,02108 лв./kWh;
  - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04825 лв./kWh;
  - цена за достъп за небитови клиенти – 0,03090 лв./kW/ден;
  - цена за достъп за битови клиенти – 0,00959 лв./kWh,
- необходимите годишни приходи за третата ценова година от шестия регулаторен период – 295 448 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 490 283 MWh.

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

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.4. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

- цена за достъп до електроразпределителна мрежа – 0,00828 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04530 лв./kWh.

**3.4.1.** „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 01.07.2023 г. В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай, че енергийното предприятие не е подало заявление, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими годишни приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

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

### **3.4.3. Ценообразуващи елементи**

С писмо с вх. № Е-13-09-12 от 18.04.2023 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за третата ценова година от шестия регулаторен период. След анализ на тази информация, данните от годишния финансов отчет на дружеството за 2022 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-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР за първата година на шестия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

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

- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 323 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 посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 269 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2022 г., в размер на (плюс) 10 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по долу:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		2021 г.	2022 г.	2023 г.
		(И1)	(И2)	(И3)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	200	161	188
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	9	0	0
3	Нетна амортизация, Ап	32	28	58
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	159	133	130
5	Среден номинален размер на инвестициите	221		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	253		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3	50		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	35		
9	Приложена корекция в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.	17		
10	<b>Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период (р.5-р.6)*5,74%*2 + (р.7-р.8)*2 – р.9</b>	<b>10</b>		

В съответствие с т. 1.4. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност 10 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 3 350 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 3 035 хил. лв. съгласно представената информация с писма с вх. № Е-13-09-12 от 18.04.2023 г. и вх. № Е-13-09-17 от 13.06.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2022 г. до 31.05.2023 г., както и прогноза за месец юни 2023 г.;

Епрог. – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 62 521 хил. kWh;

Еотч. – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 56 656 хил. kWh;

ТР<sub>одоб.</sub> – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 5%;

Ц<sub>мп.</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 достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 469,15 лв./MWh;

–  $C_{mp}^1$  – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 390,07 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2022 г. до 31.05.2023 г., намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за месец юни на 2023 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 177,43 лв./MWh. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	2 058
2	Разходи, хил. лв.	933
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	453,23
4	Получени компенсации, хил. лв.	222
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	711
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	345,36
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	367,70
8	$C_{mp}^1$ (с прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	390,07

$P_{t-2}$  – (плюс) 75 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора  $Z$  за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. ( $Z_{t-1}$ ), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора  $Z$ , използван в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на  $Z_{t-1}$  са извършени по горната формула, където:

$P_{утв.}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 3 673 хил. лв.;

$P_{отч.}$  – отчетени приходи в размер на 3 991 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Златни пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-12 от 18.04.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г.;

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

$E_{отч.}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 54 217 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Златни пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-12 от 18.04.2023 г.;

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

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

$C_{mp}^1$  – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 152,22 лв./MWh;

$Z_{t-2}$  – (минус) -249 хил. лв.;

Приложен  $Z$  фактор – (минус) -324 хил. лв.;

P<sub>t-2</sub> – (плюс) 75 хил. лв.

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	1 757
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	824
3	Разходи за амортизации	240
4	Регулаторна база на активите	1 927
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 351
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	253
4.3.	Необходим оборотен капитал	323
5	Норма на възвръщаемост на капитала	5,74%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	111
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	269
8	Корекция с фактор Z	10
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	10
10	<b>Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)</b>	<b>3 220</b>
11	<b>Количество електрическа енергия за разпределение</b>	<b>57 364</b>

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

- цена за достъп до електроразпределителна мрежа – **0,01273** лв./kWh;
  - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,04341** лв./kWh,
- необходими годишни приходи за третата ценова година от шестия регулаторен период – **3 220** хил. лв. и пренесена електрическа енергия – **57 364** MWh.

## VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-13 от 30.03.2023 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, с вх. № Е-13-49-7 от 31.03.2023 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № № Е-13-46-14 от 31.03.2023 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. В отговор на изпратено от КЕВР писмо с изх. № Е-13-77-5 от 04.04.2023 г. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е предоставило информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 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 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. необходими годишни

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

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

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

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

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

**2. Цени и необходими годишни приходи на електроснабдителните дружества за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.**

### **2.1. „ЕЛЕКТРОХОЛД ПРОДАЖБИ“ ЕАД**

Със заявление с вх. № Е-13-47-14 от 31.03.2023 г. „Електрохолд Продажби“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2023 г.

#### **2.1.1. Предоставена от „Електрохолд Продажби“ ЕАД прогнозна информация**

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-19 от 01.07.2022 г., в частта по т. П.6.1., цени, без ДДС, по които „Електрохолд Продажби“ ЕАД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи ниско напрежение (НН), както и предложените от дружеството за новия ценови период, са представени в таблицата по-долу:

<b>„Електрохолд Продажби“ ЕАД</b>			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
<b>Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение</b>			
<b>1. Две скали</b>			
в т.ч. - Дневна	0,11146	0,11146	<b>0,00%</b>
- Нощна	0,02629	0,04102	<b>56,03%</b>
<b>2. Една скала</b>	<b>0,11146</b>	<b>0,11146</b>	<b>0,00%</b>

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

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 388 764 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР цена на обществения доставчик;
- Разходи за заплащане на цена за задължения към обществото – 0 (нула) хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР цена за задължения към обществото;
- Компонента за дейността – 27 213 хил. лв.;
- Към необходимите годишни приходи дружеството включва отчетени разходи за небаланси за 2022 г. в размер на 19 541 хил. лв.;
- Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 746 813 MWh.

„Електрохолд Продажби“ ЕАД е направило отделно и следното искане:

- искане за възстановяване на несъбираеми вземания в размер на 7 967 хил. лв., които представляват данъчната основа на вземания от битови клиенти, приети за окончателно несъбираеми на база извършена ревизия от Националната агенция за приходите (НАП), за които на дружеството е възстановен ДДС на стойност 1 593 хил. лв.

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

С писмо с вх. № Е-13-47-21 от 01.06.2023 г. „Електрохолд Продажби“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

„Електрохолд Продажби“ ЕАД изразява несъгласие с определените в доклада прогнозни количества електрическа енергия, които следва да закупува от обществения доставчик за покриване на потреблението на клиентите си, с аргумента, че при определяне на прогнозните количества за ценовия период дружеството се е съобразило с фактори като приключилата здравна пандемия; новоприсъединени битови клиенти и преминаване на клиенти от свободен на регулиран пазар и обратно. От споменатите фактори с най-голямо значение е отмяната на извънредна епидемиологична обстановка от 01.04.2022 г., която е довела до намаление на потреблението на електрическа енергия от битови клиенти за 2022 г. спрямо 2021 г. с 0,73%, като крайният снабдител очаква тази тенденция да се запази поради стартиралата процедура „Национална схема за подпомагане на домакинствата в областта на енергията от възобновяеми източници“ в рамките на Националния план за възстановяване и устойчивост. Намира прогнозата на НЕК ЕАД от 12 558 076 MWh за некоректно определена,



тъй като надвишава сумата на прогнозите на крайните снабдители с 5%, а конкретно тази на „Електрохолд Продажби“ ЕАД с 8,13%, като при така изложените аргументи подобно увеличение е нереалистично да се случи. В тази връзка потвърждава заявените прогнозни количества за предстоящия регулаторен период в размер на 4 746 813 MWh.

С оглед необходимостта от справедливо прехвърляне на разходите, свързани с балансиране при осъществяване на дейността „снабдяване с електрическа енергия“ счита за целесъобразно в необходимите приходи на „Електрохолд Продажби“ ЕАД да бъдат включени отчетените разходи за балансиране за 2022 г. в размер на 19 541 хил. лв.

„Електрохолд Продажби“ ЕАД посочва, че Комисията трябва да преразгледа подхода си за признаване в необходимите приходи на част от несъбираемите вземания, които са признати от данъчните органи като такива. Изразява несъгласие с мотивите на регулатора, че признаването на несъбираеми вземания би демотивирало дружествата да полагат усилия за събирането им по реда на ГПК. Обръща внимание, че НАП признава за несъбираеми само тези вземания, за които са предприети всички законови мерки за събирането им, включително и по ГПК, но въпреки това същите не е възможно да бъдат събрани от кредитора.

Комисията приема възраженията на дружеството за неоснователни.

Количествата електрическа енергия на крайните снабдители следва да бъдат обвързани с количествата електрическа енергия, определени на обществения доставчик. За ценовия период 01.07.2022 – 30.06.2023 г. „Електрохолд Продажби“ ЕАД прогнозира, че ще са му необходими 4 752 491 MWh, като въпреки че прогнозата е коригирана от КЕВР на 4 866 543 MWh, дружеството е закупило от НЕК ЕАД с 300 732 MWh повече електрическа енергия спрямо определените в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. В тази връзка искането на дружеството ще доведе до необосновани рискове относно обезпечеността с електрическа енергия на обществения доставчик.

Искането на дружеството за включване в необходимите му приходи на отчетените разходи за балансиране за 2022 г. в размер на 19 541 хил. лв. противоречи на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ, според която компонентата за лицензионната дейност на крайния снабдител включва икономически обосновани разходи и възвръщаемост за съответната дейност и разходи за балансиране и се определя в размер до 7 на сто от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, и се определя като обща стойност, без да се посочва конкретният размер на елементите, които я формират. Комисията е утвърдила компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ в максимално допустимия размер – 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, като претенции за допълнителни разходи над тази стойност противоречат на горната разпоредба.

Неоснователно е и другото искане на дружеството за включването в необходимите му приходи на разходи за несъбираеми вземания. Както е посочено по-горе, компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ е утвърдена в максимално допустимия размер – 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, като претенции за допълнителни разходи над тази стойност противоречат на горната разпоредба. Независимо от това, Комисията не може да приеме за обосновано включването на разходи за несъбираеми вземания в необходимите годишни приходи на дружеството, тъй като предприемането на съответни действия за недопускане на възникването на тези разходи чрез способите за събиране на вземания по съдебен ред, уредени в Гражданския процесуален кодекс, е изцяло в обхвата на управленските решения на органите на дружеството. Поради тези причини разходите за несъбираеми вземания попадат в обхвата на чл. 11, ал. 2, т. 14 от НРЦЕЕ и не следва да бъдат признавани в състава на разходите, свързани с лицензионната дейност. Невъзможността за постигане на 100% събираемост на вземания от предоставени стоки, услуги и др. е присъща на всяка една стопанска дейност, в т.ч. и доставката на електрическа енергия. Признаването на тези разходи в допълнение към компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ е непазарен подход, поставящ крайните снабдители в привилегировано положение спрямо останалите участници на пазара, които покриват подобни разходи за сметка на маржа си. Подобна мярка би демотивирала дружеството да полага усилия за събирането им по реда на ГПК. Следва също така да се има предвид, че не съществува работещ механизъм, по който Комисията да оценява при всеки един конкретен случай дали действително дружеството е



предприело всички необходими действия по събиране на едно вземане и дали несъбираемостта наистина е в резултат на независещи от крайния снабдител обстоятелства или е възникнала по причини изцяло в сферата на отговорност на дружеството.

### 2.1.3. Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на заявлението на „Електрохолд Продажби“ ЕАД се установи, че дружеството е предложило стойности на ценообразуващите елементи, които не са в съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ. Съгласно тази разпоредба размерът на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ се определя в размер до 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, а дружеството е предложило стойност на необходимите годишни приходи, съответстващи на компонента в размер на 12,03%. В чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ е посочено, че в утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия не се включват цената за задължения към обществото и разходи за балансиране, като последните са част от компонентата за дейността (арг. от чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ). Разпоредбата на чл. 10 от НРЦЕЕ не предвижда включването на допълнителни разходи в необходимите годишни приходи на крайните снабдители извън тези, които се покриват от компонентата за дейността по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ.

В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VIII.1.3. от единния подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Такива разходи не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Към настоящия момент не е възможно да се прогнозира разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

Разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и
- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VIII.1.4. от единния подход, в цените не са включени разходи за несъбираеми вземания.

В резултат на гореизложеното и извършените корекции при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик и цената за задължения към обществото, цените на „Електрохолд Продажби“ ЕАД са, както следва:

<b>„Електрохолд Продажби“ ЕАД</b>	
<b>Показатели</b>	<b>Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.</b>
	<b>лв./kWh</b>
<b>Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение</b>	
<b>1. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,14875
- Нощна	0,05997
<b>2. Една скала</b>	<b>0,14875</b>

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,11 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 610 460 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 4 926 799 MWh.

Клиентите на „Електрохолд Продажби“ ЕАД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01623 лв./kWh;
2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04232 лв./kWh;
3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00754 лв./kWh.

## 2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-49-7 от 31.03.2023 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2023 г.

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

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-19 от 01.07.2022 г., в частта по т. II.6.2., цени, без ДДС, по които „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството, считано от 01.07.2023 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
<b>Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение</b>			
<b>1. Две скали</b>			
в т.ч. - Дневна	0,10917	0,10969	0,48%
- Нощна	0,02115	0,02115	0,00%
<b>2. Една скала</b>	<b>0,10917</b>	<b>0,10969</b>	0,48%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 347 995 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР цена на обществения доставчик;
- Разходи за заплащане на цена за задължения към обществото – 0 (нула) хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР цена за задължения към обществото;
- Компонента за дейността – 24 347 хил. лв., в т.ч. разходи за балансиране в размер на 16 294 хил. лв.;

– Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 249 026 MWh.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е подало и искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ във връзка с чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ за включване в необходимите му приходи на сумата от 8 336 985 лв., без ДДС, която представлява средствата за изпълнение на наложените на дружеството задължения към обществото, свързани с постигане на индивидуалните му цели за енергийни спестявания в размер на 9,46 GWh за периода 01.07 2023 г. – 30.06.2024 г. за финансиране на мерки при крайните клиенти за повишаване на енергийната ефективност.

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

С писмо с вх. № Е-13-49-11 от 01.06.2023 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД отново поставя акцент върху непризнаването на средства, необходими за постигане на очакваните спестявания вследствие на наложените му индивидуални цели за енергийна ефективност. Отбелязва, че за изпълнението на политиката за енергийна ефективност и в частност – на схемата за задължителни енергийни спестявания, е необходимо да бъде регламентиран ясен механизъм за нейното финансиране и подсигуриране на средства за обезпечаване на тези разходи, които задължените лица следва да извършват. Крайният снабдител не споделя мотивите на Комисията за липса на обосноваване на разходите за енергийна ефективност, тъй като не са представени доказателства за извършването им. Счита, че направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели са икономически обосновани и документално потвърдени от получателите съгласно подписани двустранни споразумения, още повече, че задължението на Комисията да признае разходите на крайния снабдител за изпълнение на наложеното задължение за енергийна ефективност е уредено нормативно с разпоредбата на чл. 35, ал. 1 и ал. 5 от ЗЕ. Подчертава, че неприемането на разходите за енергийна ефективност води не само до неизпълнение на националните и от там европейски цели за енергийна ефективност за 2023 г., но и ще направи невъзможно изпълнението на очакваните много по-амбициозни такива за целия период до 2030 г.

В допълнение към липсата на средства за енергийна ефективност, дружеството обръща внимание и на завишените прогнозни количества електрическа енергия от 4 249 026 MWh на 4 334 451 MWh или с малко повече от 2% – 85 425 MWh, за която промяна няма изложени конкретни причини, което я прави необоснована, още повече, че за сравнение през календарната 2022 г. реално доставените от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД количества електрическа енергия за регулиран пазар са 4 208 268 MWh. Посочва, че предложените от дружеството количества са базирани на анализ на реалните нужди на клиентите на крайния снабдител, като се отчитат и факторите, влияещи на тяхното потребление. Счита, че завишаването на прогнозното количество ще доведе до ненужно голяма разлика между тази прогноза и реално доставените количества и съответно – до изкривяване финансовите параметри на дейността му като краен снабдител, още повече, че с оглед на ангажиментите, поети от Р България като член на Европейския съюз, фигурата на крайния снабдител, заедно с пазара на електрическа енергия по регулирани цени, в най-скоро време ще престанат да функционират.

Комисията не приема възражението относно непризнаването на разходи за енергийна ефективност за основателно предвид мотивите, изложени в т. 1.3. от единния подход. Не може да бъде споделено разбирането на крайния снабдител, че предварителното финансиране на разходите за енергийна ефективност следва да се осигури изцяло чрез цената за задължения към обществото или чрез включването им в необходимите приходи на дружеството. Подобно разбиране напълно игнорира паралелното наличие на множество алтернативни източници на

средства, които могат да бъдат използвани за постигане на индивидуалните цели, чието ангажиране, обаче, е извън компетентността на КЕВР. В тази връзка Комисията счита, че осигуряването на пълния финансов ресурс за целите на енергийната ефективност единствено чрез цените на електрическата енергия не съответства на принципите на ЗЕ.

В допълнение разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми, и
- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

Посочените разходи в горните искания не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са устойчивостени и т.н. Поради тези обстоятелства не е възможно да се прогнозира разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

Количествата електрическа енергия на крайните снабдителиследва да бъдат обвързани с количествата електрическа енергия, определени на обществения доставчик. За ценовия период 01.07.2022 – 30.06.2023 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е прогнозирано, че ще са му необходими 4 002 069 MWh, като въпреки че прогнозата е коригирана от КЕВР на 4 279 845 MWh, дружеството е закупило от НЕК ЕАД с 64 383 MWh повече електрическа енергия спрямо определените в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. В тази връзка искането на дружеството ще доведе до необосновани рискове относно обезпечеността с електрическа енергия на обществения доставчик.

### **2.2.3. Ценообразуващи елементи**

В съответствие с мотивите, изложени по т. VIII.1.3. от единния подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Такива разходи не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са устойчивостени и т.н. Към настоящия момент не е възможно да се прогнозира разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

Разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и
- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

След извършен анализ на заявлението на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и извършените корекции, при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик и цената за задължения към обществото, цените на дружеството са, както следва:

<b>„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД</b>	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.
	лв./kWh
<b>Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение</b>	
<b>1. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,14667
- Нощна	0,05531
<b>2. Една скала</b>	<b>0,14667</b>

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,11 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 537 065 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 4 334 451 MWh.

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

1. Цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01623 лв./kWh,
2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04366 лв./kWh,
3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00803 лв./kWh.

### 2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-46-14 от 31.03.2023 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2023 г.

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

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-19 от 01.07.2022 г., в частта по т. II.6.3., цени, без ДДС, по които „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството цени, считано от 01.07.2023 г., са обобщени в таблицата по-долу:

<b>„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД</b>			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
<b>Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение</b>			
<b>1. Две скали</b>			
в т.ч. - Дневна	0,11311	0,11311	<b>0,00%</b>
- Нощна	0,02017	0,02017	<b>0,00%</b>
<b>2. Една скала</b>	<b>0,11311</b>	<b>0,11311</b>	<b>0,00%</b>

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 242 390 хил. лв., в т.ч. разходи за заплащане на цена за задължения към обществото, изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР цена на обществения доставчик и цена за задължения към обществото;
- Компонента за дейността – 16 967 хил. лв.;
- Количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти – 2 959 581 MWh.

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заявява и следните допълнителни разходи за утвърждаване от КЕВР за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.:

- Разходи за енергийна ефективност, свързани с ангажиментите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ – 455 хил. лв.;
- Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 7 781 хил. лв.

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

С писмо с вх. № Е-13-46-16 от 01.06.2023 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

Дружеството отбелязва, че съгласно Закона за енергийната ефективност на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, в ролята на краен снабдител, е заложен индивидуална цел за енергийни спестявания, като постигането на тази цел е свързано или с разходи на дружеството за мерки за енергоспестяване или с вноски във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“. Посочва, че непризнаването на разходи за тази дейност в необходимите приходи, поставя дружеството в невъзможност да акумулира необходимите средства за осъществяването на вменените му от нормативната уредба мерки за енергийна ефективност. Предвид горните аргументи и на основание чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ прави искане Комисията да признае заявените разходи, свързани с наложени нормативни задължения за енергийна ефективност, чийто размер възлиза на 630 хил. лв.

Комисията не приема възражението относно непризнаване на разходи за енергийна ефективност за основателно предвид мотивите, изложени в т. 1.3. от единния подход. Не може да бъде споделено разбирането на крайния снабдител, че предварителното финансиране на разходите за енергийна ефективност следва да се осигури изцяло чрез цената за задължения към обществото или чрез включването им в необходимите приходи на дружеството. Подобно разбиране напълно игнорира паралелното наличие на множество алтернативни източници на средства, които могат да бъдат използвани за постигане на индивидуалните цели, чието ангажиране, обаче, е извън компетентността на КЕВР. В тази връзка Комисията счита, че осигуряването на пълния финансов ресурс за целите на енергийната ефективност единствено чрез цените на електрическата енергия не съответства на принципите на ЗЕ.

В допълнение разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми, и
- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

Посочените разходи в горните искания не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са устойчивостени и т.н. Поради тези обстоятелства не е възможно да се прогнозира разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

Поради горните аргументи, предявените по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ разглеждани разходи не формират и разходи, които да бъдат включени в цената за задължения към обществото.

### 2.3.3. Ценообразуващи елементи

В съответствие с мотивите, изложени по т. VIII.1.3. от единния подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Такива разходи не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са устойчивостени и т.н. Към настоящия момент не е възможно да се прогнозира разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

Разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

– срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и

– направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VIII.1.4. от единния подход, в цените не са включени разходи за несъбираеми вземания.

След извършен анализ на заявлението на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и извършените корекции, при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, цените на дружеството са, както следва:

<b>„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД</b>	
<b>Показатели</b>	<b>Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.</b>
	<b>лв./kWh</b>
<b>Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение</b>	
<b>1. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,15076
- Нощна	0,05279
<b>2. Една скала</b>	<b>0,15076</b>

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,11 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 366 710 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 2 959 581 MWh.

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

1. Цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01623 лв./kWh;
2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04825 лв./kWh;
3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00959 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 01.07.2023 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 необходимите годишни приходи и цени въз основа на данните, с които разполага.

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

#### 2.4.3. Ценообразуващи елементи

В отговор на изпратено от КЕВР писмо с изх. № Е-13-77-5 от 04.04.2023 г., „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е предоставило информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 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 01.07.2023 г.
	лв./kWh
<b>Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение</b>	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14187
- Нощна	0,07187
2. Една скала	-

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,11 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 266 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 2 150 MWh.

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

1. Цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01623 лв./kWh;
2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01273 лв./kWh;
3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04341 лв./kWh.

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

тел.: (02) 988 87 30; факс: (02) 988 87 82

www.dker.bg, dker@dker.bg



**ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА  
БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2023 г.**

*(включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)*

„Електрохолд Продажби“ ЕАД	4,24%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	3,78%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	5,43%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	20,14%
<b>СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ</b>	<b>4,37%</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 и чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 6, т. 9, т. 10, т. 13, т. 17 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 1, т. 3 – 6, т. 10 и чл. 3, ал. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

**КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

**РЕШИ:**

**I. Определя за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.:**

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

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители								
	Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	„Ей И Ес - 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	ВИ	ОБЩО
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.23	62 027	275 280	74 400	110 000	250 000	175	34 915	<b>806 797</b>
авг.23	70 222	275 280	74 400	100 000	260 000	129	28 069	<b>808 101</b>
сеп.23	100 936	180 000	72 000	100 000	250 000	127	22 531	<b>725 594</b>
окт.23	90 372	186 250	74 500	180 000	320 000	112	14 737	<b>865 971</b>
ное.23	88 214	237 600	108 000	300 000	320 000	374	4 363	<b>1 058 551</b>
дек.23	107 204	334 800	238 080	330 000	410 000	395	4 674	<b>1 425 153</b>
яну.24	89 217	379 440	238 080	330 000	450 000	484	19 707	<b>1 506 927</b>
фев.24	79 331	447 600	255 360	280 000	99 500	442	21 324	<b>1 183 558</b>
мар.24	246 257	445 800	364 070	310 000	0	459	28 353	<b>1 394 939</b>
апр.24	37 656	360 000	352 800	150 000	0	151	32 577	<b>933 183</b>
май.24	54 237	446 400	238 080	20 000	0	145	37 086	<b>795 948</b>
юни.24	44 221	373 550	110 230	157 000	0	138	33 119	<b>718 258</b>
юли.23 - юни.24	<b>1 069 894</b>	<b>3 942 000</b>	<b>2 200 000</b>	<b>2 367 000</b>	<b>2 359 500</b>	<b>3 132</b>	<b>281 455</b>	<b>12 222 981</b>

2. Количество електрическа енергия в размер на 100 000 MWh от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за периода м. март 2024 г. – м. юни 2024 г. за обезпечаване работата на ПАВЕЦ в помпен режим и покупко-продажба на свободния пазар, с цел осигуряване на сигурността на снабдяването за клиентите на регулирания пазар.

3. Количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители – 12 222 981 MWh, от които:

- за „Електрохолд Продажби“ ЕАД – 4 926 799 MWh;
- за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 334 451 MWh;
- за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 2 959 581 MWh;
- за „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – 2 150 MWh.

4. 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 01.07.2023 г.:

1. Цена за задължения към обществото в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС, приходите от която цена се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Цената за задължения към обществото се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, крайните снабдители и електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

2. На АЕЦ Козлодуй“ ЕАД цена, по която продава електрическа енергия на обществения доставчик, в размер на 63,48 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 991 243 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 15 615 000 MWh.

### 3. На „Национална електрическа компания“ ЕАД:

3.1. Цена на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 83,87 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 264 287 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 3 151 095 MWh;

3.2. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, в размер на 115,80 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 6,81 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 1 415 421 хил. лв. и количество електрическа енергия – 12 222 981 MWh.

### 4. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

4.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 1,02 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 34 065 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 330 000 MWh;

4.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 2,43 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 99 694 хил. лв. и количества електрическа енергия 40 979 000 MWh;

4.3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 4,86 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 17 657 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 3 630 000 MWh. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане;

4.4. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 15,21 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 507 063 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 330 000 MWh.

## 5. На електроразпределителните дружества:

5.1. На „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД цени за третата ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 411 583 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 315 039 MWh, както следва:

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02683 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00754 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01065 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04232 лв./kWh.

5.2. На „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени за третата ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 385 263 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 637 854 MWh, както следва:

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02617 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00803 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01080 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04366 лв./kWh.

5.3. На „Електроразпределение Север“ АД цени за третата ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 295 448 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 5 490 283 MWh, както следва:

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,03090 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00959 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,02108 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04825 лв./kWh.

5.4. На „Електроразпределение Златни пясъци“ АД цени за третата ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 3 220 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 57 364 MWh, както следва:

- цена за достъп до електроразпределителна мрежа – 0,01273 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04341 лв./kWh.

## 6. На крайните снабдители:

### 6.1. На „Електрохолд Продажби“ ЕАД:

6.1.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителна мрежа на ниско напрежение, при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,11 лв./MWh, необходими годишни приходи – 610 460 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 4 926 799 MWh, както следва:

„Електрохолд Продажби“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14875
- Нощна	0,05997
2. Една скала	0,14875

6.1.2. Клиентите на „Електрохолд Продажби“ ЕАД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

- цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01623 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00754 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04232 лв./kWh.

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

6.2.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,11 лв./MWh, необходими годишни приходи – 537 065 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 4 334 451 MWh, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14667
- Нощна	0,05531
2. Една скала	0,14667

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

- цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01623 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00803 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04366 лв./kWh.

### 6.3. На „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД:

6.3.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,11 лв./MWh, необходими годишни приходи – 366 710 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 2 959 581 MWh, както следва:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,15076
- Нощна	0,05279
2. Една скала	0,15076

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

- цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01623 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00959 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04825 лв./kWh.

### 6.4. На „ЕСП Златни пясъци“ ООД:

6.4.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,11 лв./MWh, необходими годишни приходи – 266 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 2 150 MWh, както следва:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14187
- Нощна	0,07187
2. Една скала	-

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

- цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – **0,01623 лв./kWh;**
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа – **0,01273 лв./kWh;**
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,04341 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“ АД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.**

**V. Отказва на „ТЕЦ Марица 3“ АД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.**

**VI. Отказва на „Топлофикация Русе“ АД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.**

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

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

**ЗА ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**ЮЛИЯН МИТЕВ**

(съгласно Заповед № 607 от 19.06.2023 г.  
на Председателя на КЕВР)