



РЕШЕНИЕ

№ Ц-11

от 01.07.2018 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 01.07.2018 г., след като разгледа заявления с вх. № Е-13-01-21 от 30.03.2018 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, вх. № Е-13-41-33 от 30.03.2018 г. и вх. № Е-13-41-34 от 30.03.2018 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, вх. № Е-13-62-34 от 30.03.2018 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, вх. № Е-13-47-26 от 30.03.2018 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-262-18 от 30.03.2018 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-49-6 от 30.03.2018 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-273-16 от 30.03.2018 г. от „Електроразпределение Север“ АД, вх. № Е-13-46-9 от 30.03.2018 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-3 от 02.04.2018 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-6 от 29.03.2018 г. от „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-34-3 от 30.03.2018 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД, вх. № Е-14-33-5 от 30.03.2018 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и вх. № Е-13-15-2 от 29.03.2018 г. от „ТЕЦ Варна“ ЕАД, допълнителна информация, постъпила с: писма с вх. № Е-13-62-43 от 25.04.2018 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, вх. № Е-13-262-18 от 17.05.2018 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-273-16 от 17.05.2018 г. от „Електроразпределение Север“ АД, вх. № Е-13-09-8 от 02.04.2018 г. от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, вх. № Е-13-49-6 от 11.05.2018 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-77-3 от 28.03.2018 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, вх. № Е-13-15-2 от 16.04.2018 г. от „ТЕЦ Варна“ ЕАД и вх. № Е-12-00-173 от 17.05.2018 г. от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, събраните данни и доказателства от проведените на 31.05.2018 г. открито заседание и на 07.06.2018 г. обществено обсъждане, установи следното:

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

Назначената със Заповед № 3-Е-68 от 15.05.2018 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-472 от 18.05.2018 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 87 от 23.05.2018 г., т. 3. В изпълнение на разпоредбата на чл. 47 от Наредба № 1

от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, изм. и доп. ДВ бр. 52 от 22.06.2018 г.) е проведено открито заседание на 31.05.2018 г. На основание чл. 48 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 98 от 05.06.2018 г., т. 4 е приела проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“, който е подложен на 07.06.2018 г. на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ.

Във връзка с проведените открито заседание и обществено обсъждане от енергийните дружества са постъпили становища и възражения, както следва: с вх. № Е-13-01-31 от 05.06.2018 г. и вх. № Е-13-01-32 от 12.06.2018 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД), с вх. № Е-13-41-62 от 01.06.2018 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД), с вх. № Е-13-62-57 от 04.06.2018 г. и вх. № Е-13-62-57 от 13.06.2018 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-47-38 от 04.06.2018 г. и вх. № Е-13-47-38 от 11.06.2018 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-262-18 от 01.06.2018 г. и вх. № Е-13-49-20 от 22.06.2018 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-49-16 от 04.06.2018 г. и вх. № Е-13-49-19 от 22.06.2018 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-34 от 04.06.2018 г. от „Електроразпределение Север“ АД и с вх. № Е-13-46-18 от 01.06.2018 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, които Комисията е разгледала и обсъдила по-долу в мотивите на настоящото решение.

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

С писмо с вх. № Е-04-05-14 от 21.06.2018 г. Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори (БФИЕК) е представила становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“. БФИЕК изразява несъгласие с предложеното увеличение на цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и по-конкретно намира за необходимо оптимизиране на финансовите параметри по разходите за студен резерв. Сдружението изтъква, че съгласно измененията в ЗЕ за новия регулаторен период се предвижда възможност допълнителна услуга под формата на студен резерв да бъде представяна и от потребителите, като това обстоятелство ще оптимизира разходите на преносния оператор, като в същото време ще допринесе за сигурността на електроенергийната система. БФИЕК счита, че коригираните количества за износ не отговарят в достатъчна степен на очакваната пазарна действителност. Предвид горното БФИЕК счита, че регулаторът следва да отчете изложените съображения и да коригира допълнително предложеното увеличение в цените за достъп и пренос на ЕСО ЕАД.

Комисията приема за неоснователно горното възражение. Пределната стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за студен резерв е определена на основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ, като са отчетени параметрите на Заповед № Е-РД-16-124 от 23.03.2018 г. на министъра на енергетиката, съгласно която средногодишната стойност на студения резерв е увеличена от 500 MW на 650 MW, както и постигнатите нива на цените на провежданите търгове за закупуване на разполагаемост за студен резерв през настоящия ценови период. По отношение на количествата електрическа енергия, предназначена за износ, следва да се отбележи, че извършената прогноза отразява всички обстоятелства, свързани с повишеното търсене и съответно повишените цени в региона, като количествата са с около 29% по-високи спрямо отчетените през 2017 г. и с около 13% по-високи спрямо отчетените през 2016 г.

С писма с вх. № Е-13-14-5 от 04.06.2018 г. и с вх. № Е-13-14-6 от 21.06.2018 г. „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е представило становища по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

Дружеството изразява несъгласие с непризнаването в цената за разполагаемост на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД на разходите за инвестицията за извършената SO₂ & NO_x модернизация, мотивирано в доклада с липсата на одобрение от страна на КЕВР на изменение на финансовия модел на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД. В тази връзка отбелязва, че на 07.03.2016 г. между НЕК ЕАД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е подписано Споразумение за изменение на Споразумението за изкупуване на енергия (СИЕ), което е одобрено от КЕВР с Решение № Р-236 от 22.04.2016 г. Със своето решение КЕВР е одобрила капиталовата инвестиция за модернизацията и я е определила като инвестиция на

основание „промяна в законодателството“ – клауза 20.2 от СИЕ. Посочва, че Комисията не се е произнесла по конкретния размер на инвестицията, който по това време не е бил известен, но изрично е заявила в цитираното решение, че инвестицията е направена за привеждане на централата в съответствие с екологичните изисквания на Директива 2010/ 75/ ЕО от 24 ноември 2010 г. за индустриалните емисии, имплементирани в българския Закон за чистота на атмосферния въздух. В одобреното от КЕВР Споразумение за изменение на СИЕ (клауза 3.2.4) са посочени размерът и сроковете за плащане на общия размер на инвестицията за модернизация от страна на НЕК ЕАД на вноски – първоначално плащане в размер на 10 млн. евро (без ДДС) със срок на плащане до 31.12.2017 г., като остатъкът от общия размер на инвестицията се дължи на четири вноски, дължими на всеки 6 (шест) месеца, като първата от тези четири вноски се заплаща не по-късно от 30.06.2018 г. Съгласно постигнатата договореност с НЕК ЕАД сумата, която следва да бъде изплатена от обществения доставчик по силата на Споразумението за изменение на СИЕ, трябва да покрие инвестиционните разходи и тяхната възвръщаемост с норма, посочена от новия (обновен) тарифен модел, който следва да бъде одобрен от регулатора. В рамките на 2017 г. и в началото на 2018 г. НЕК ЕАД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са съгласували размера на инвестицията и са уточнили, че разходите за направената инвестиция възлизат на 17,1 млн. евро (без ДДС). В съответствие с клаузите на Споразумението за изменение на СИЕ, дружеството е представило за одобрение в КЕВР актуализиран тарифен модел със заявление с вх. № Е-13-14-3 от 01.03.2018 г., като до настоящия момент няма произнасяне от страна на Комисията. Според дружеството СИЕ и Споразумението за изменение на СИЕ от 2016 г. не поставят компенсирането на капиталовата инвестиция за извършената модернизация под условие включването на такъв разход в регулираните цени на НЕК ЕАД. „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД счита за безспорен факт, че разходите за модернизация произтичат от условията на СИЕ и чл. 20.2 от СИЕ (промяна в законодателството) и тяхното компенсиране следва да се осъществи или чрез цените на обществения доставчик, които се утвърждават от КЕВР, или чрез средствата, управлявани от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, или по друг подходящ начин по преценка на КЕВР. В тази връзка напомня, че в установената регулаторна практика КЕВР е приела, че е длъжна при определяне на регулираните цени на НЕК ЕАД да вземе предвид клаузите на СИЕ, договорени между обществения доставчик и дружеството, и подчертава, че след като капиталовата инвестиция за модернизацията е била одобрена от КЕВР като корекция на общото плащане по СИЕ, базирана на промяна в законодателството, липсата на последваща компенсация за НЕК ЕАД (чрез цени или по друг начин) или всяко друго несъответствие в третирането на тази инвестиция би довело до противоречиви регулаторни решения.

КЕВР приема за неоснователни изложените аргументи на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД. Съгласно т. 2.1. от Споразумение за изменение на Споразумение за изкупуване на енергия от 07.03.2016 г. НЕК ЕАД има задължение да заплати на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД размера на инвестицията за SO₂ и NO_x Модернизацията, плюс възвръщаемост на така установената инвестиция при норма, както е посочена в новия тарифен модел, одобрен от КЕВР едновременно с или след одобрение на Споразумението за изменение от 07.03.2016 г. Общият размер на инвестицията следва да бъде платен от НЕК ЕАД на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, както следва: 10 (десет) милиона евро не по-късно от 31 декември 2017 г. и останалата сума от Общия размер на инвестицията – на 4 (четири) равни вноски, дължими на всеки 6 месеца, като първата вноска трябва да бъде платена не по-късно от 30.06.2018 г. В Комисията е представен за одобрение тарифен модел с писмо с вх. № Е-13-14-3 от 01.03.2018 г., т.е. след настъпване падежа на първата вноска по Споразумението за изменение от 07.03.2016 г. В тази връзка следва да се има предвид, че Решение № Р-236 от 22.04.2016 г. на КЕВР и Споразумението за изменение от 07.03.2016 г. не обвързват Комисията със срокове за произнасяне по отношение одобряване на новия тарифен модел. Към момента административното производство в тази връзка не е приключило поради необходимост от анализ на представения от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД модел.

С писмо с вх. № Е-04-37-9 от 07.06.2018 г. Асоциация свободен енергиен пазар (АСЕП) е представила становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“. АСЕП обръща внимание, че в доклада отново се запазва тенденцията за по-ниски цени за клиентите на регулиран пазар. Според сдружението този подход е в ущърб на либерализационните процеси, защото на потребителите се отнема най-съществените стимул – финансовият, за да излязат на свободен пазар. АСЕП възразява и срещу въведеното със Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.) понятие „прогнозна пазарна цена“, тъй като счита, че същото би породило нереалистични пазарни очаквания в клиентите на свободния пазар.

КЕВР приема за неоснователно твърдението на АСЕП. С оглед на осигуряване на равнопоставеност на отделните групи клиенти, цените за малките небитови клиенти са увеличени пропорционално на тези на битовите такива. Позицията на Комисията е, че предприемането на тази мярка ще има положителен ефект върху свободния пазар, въпреки позицията на АСЕП, че увеличението е недостатъчно. Премахването на големите разлики между регулираните цени на битови и небитови клиенти е основа за следващия етап от либерализацията на пазара, а именно преминаване на битовите клиенти към пазара по свободно договорени цени, респективно постигане на пълна либерализация на електроенергийния пазар. Хибридният модел на поетапна дерегулация чрез осигуряване на финансови свръхстимули за мигриране от регулиран към свободен сегмент е изчерпан. Въз основа на свръхстимулите възникнаха структурни дефекти и прехвърляне на част от проблемите на регулирания към свободния пазар, което доведе до финансова дестабилизация, натрупване на фрагментиран дълг по веригата и подценяване на риск мениджмънт политиките в борбата за пазарен дял. Стесняването на спреда между двата пазара (регулиран и свободен) има оздравяващ за сектора ефект, тъй като измества фокуса на конкуренция на доставчиците от цената към качеството на предлаганите услуги, като сигурност на доставките, индивидуални решения, услуги с добавена стойност, професионализъм, експертиза, качество на обслужването, финансова стабилност на търговеца и др.

I. Прогнозна пазарна цена за регулаторния/ценовия период

Съгласно чл. 33а от ЗЕ Комисията определя на централи с обща инсталирана електрическа мощност 4 MW и над 4 MW премии за произведената електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) на топлинна и електрическа енергия, като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин. Според § 68, ал. 2 от Преходните и заключителни разпоредби (ПЗР) към ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.) КЕВР определя на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW премии, като разлика между определената до влизането в сила на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.) преференциална цена, съответно актуализираната 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.

В тази връзка за целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи, с инсталирана мощност до 10 MW, от биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

Според чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, за целите на ценообразуването КЕВР 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 § 68, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.). Съгласно чл. 37а от НРЦЕЕ Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

За определяне на средногодишна пазарна цена за базов товар е извършен анализ на дългосрочните продукти, търгувани на платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) и цените за форуърдни продукти на румънската борса OPCOM¹ и унгарската борса HUPX², с отразени резултатите от годишните търгове за преносни способности (капацитети) на границите с Румъния и Сърбия.

Поради факта, че преобладаващата част от годишните договори за покупка/продажба на електрическа енергия се сключват за период на доставка една календарна година (т.е. от 01.01. до 31.12.), към настоящия момент не са налице голям обем данни, въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД³ са проведени 6 търга с общо изтъргувано количество 2 191 024 MWh.

Дата на провеждане	Цена, лв./MWh	Период на доставка	Товар	Търгувано количество, MW	Търгувано количество, MWh
18.05.2018	74,27	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	19	161 424
11.05.2018	73,59	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
10.05.2018	73,95	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
9.5.2018	74,38	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
4.5.2018	72,76	01.06.2018-14.09.2018 & 25.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	426 000
27.4.2018	73,25	01.06.2018-30.06.2019	Базов товар	40	329 200

Видно от горната таблица, периодите на доставка леко се разминават с регулаторния/ценови период, но от данните за същите може да се направи извод относно очакваните от пазарните участници цени на пазара за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г., а именно в диапазона около 72 – 75 лв./MWh. Те в голяма степен са предопределени от цените на фючърните сделки на HUDEX⁴, които достигат нива от около 45 – 47 €/MWh, като за четвъртото тримесечие на 2018 г. и първото на 2019 г. превишават 50 €/MWh. След търга от 18.05.2018 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД предложи отново електрическа енергия при

¹ <https://www.opcom.ro>

² <https://www.hupx.hu>

³ <http://www.ibex.bg>

⁴ <https://hudex.hu>

съпоставима цена, но не успя да я реализира, което е ясен индикатор за намаленото търсене на предлагания продукт при тези ценови нива.

Постигнатите на българската борса цени отчитат нивата на фючърските сделки на унгарската борса, която представлява най-скъпият регионален пазар, намалени с около 8 €/MWh, които включват цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 4,73 €/MWh, разходи за капацитети на сръбската граница – около 3 €/MWh и печалба.

Ръстът на цените на унгарската борса е движан от повишаването на цените на фючърсите на EEX⁵ (European Energy Exchange), които към настоящия момент бележат ръст с около 48% спрямо май 2017 г., достигайки 40 €/MWh. Основните причини за този скок са икономическият ръст в Европейския съюз, водещ до повишено търсене на електрическа енергия и оповестеното от президента на Съединените американски щати оттегляне на държавата от международното споразумение с Иран. Последното доведе до ръст в цените на фючърсите на петрола към ново най-високо ниво от ноември 2014-та година насам, което естествено се прехвърля и върху котировките на природния газ и електрическата енергия. Високите цени на емисиите CO₂ също влияят на цените на електрическата енергия на EEX, особено в месеците с по-високо търсене, когато производството от централи, различни от въглищните, не покрива потреблението.

Следва да се отбележи обаче, че въпреки наблюдавания ръст на цените на електрическата енергия на европейските борси, определящ фактор за нивата на регионалните цени до голяма степен са особеностите на климата в региона. Необичайните климатични условия, довели до голямо търсене през януари и февруари 2017 г. обусловиха значителен ръст на цените на енергията, което доведе до сериозни загуби на доставчиците, като в Румъния част от най-големите търговци обявиха фалит. Това до голяма степен предопредели поведението на доставчиците за четвъртото тримесечие на 2017 г. и първото такова на 2018 г., за които те се презапасяваха с електрическа енергия, което доведе до скок в цените на фючърсите за доставка през 2018 г. Меката зима и съответно по-ниското потребление през първото тримесечие на 2018 г. обаче доведоха до увеличено предлагане и срив на цените на спот пазарите. В тази връзка и предвид отдалечеността във времето на периода, за който се изготвя прогнозата, не е възможно да се прогнозира с голяма точност, поради огромното влияние на климата върху цените на електрическата енергия. Например, прохладно лято ще доведе до корекция надолу на цената за трето тримесечие, а оттам и на годишната, времето през зимата, което към настоящия момент е невъзможно да се прогнозира, оказва най-голямо влияние върху средната годишна цена, а дъждовна пролет, съчетана със снеготопене, обикновено води до много ниски цени през второ тримесечие, които също значително повлияват на среднопретеглената цена за годината. В тази връзка е целесъобразно при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се подходи по-консервативно, като се използват долните нива на фючърските сделки.

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

- На пазара за следващия ценови/регулаторен период ще се предлагат допълнително около 2 000 000 MWh електрическа енергия, произведена от ВЕИ. Анализът на ценовите нива през месеците, които се характеризират с по-високи количества предлагана електрическа енергия от ВЕИ, поради изчерпване на определеното им нетно специфично производство, показва, че тогава се увеличава спредът пик-офпик, което води до леко намаление на цените за базов товар;

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

⁵ <http://www.eex.com>

– Цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа за следващия ценови период са увеличени с 1 лв./MWh, което ще окаже натиск за намаляване със същата стойност върху пазарната цена на електрическата енергия, предназначена за износ;

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

– Плановите за създаване на борсов оператор и стартиране на пазар „ден напред“ и „в рамките на деня“, вместо досегашния „пул“, опериран от преносния оператор IPTO S.A. в гръцката пазарна зона до края на 2018 г. Това е възможно да доведе до увеличаване на спреда пик-офпик на гръцкия пазар и да редуцира цената за офпик на българската борса, тъй като в момента се изнася голямо количество електрическа енергия към Гърция в нощните часове поради по-високите цени.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е определена в размер на 70,00 лв./MWh.

Съгласно чл. 37б, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група по ал. 2 на пазара ден напред за предходната календарна година. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи е обосновано да бъдат използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-18 от 05.02.2018 г. от ЕСО ЕАД данни за периода 01.01.2017 г. – 31.12.2017 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдители, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2017 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 2017 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2017 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна средногодишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент, съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от горната симулация са, както следва:

1. Независим преносен оператор:

Извършена е симулация на участието на ЕСО ЕАД

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	80,41 лв./MWh
3	Групов коефициент K_t (p.2/p.1)	1,04475
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	73,13 лв./MWh

2. Оператори на електроразпределителни мрежи:

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

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	84,46 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (p.2/p.1)	1,09737
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	76,82 лв./MWh

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

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД (чрез ТЕЦ „София Изток“), „Топлофикация Русе“ ЕАД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД и „ЕВН България Топлофикация“ 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	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	77,68 лв./MWh
3	Групов коефициент Kc (p.2/p.1)	1,00924
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	70,65 лв./MWh

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

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджекте“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Аква Пауър Си Еф Карад Пи Ви Парк“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово) и „РЕС Технолджи“ АД (ФЕЦ Златарица) 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	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	86,84 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	1,12832
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	78,98 лв./MWh

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

Извършена е симулация на участието на „Еолика България“ ЕАД (ВяЕЦ Суворово), „Ей И Ес Гео Енерджи“ ООД (ВяЕЦ Свети Никола), „Калиакра Уинд Пауър“ АД (ВяЕЦ Калиакра), „Хаос Инвест – 1“ ЕАД (ВяЕЦ Вранино) и „Ветроком“ ЕООД (ВяЕЦ „Ветроком“) 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	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	73,74 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	0,95803
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	67,06 лв./MWh

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

Извършена е симулация на участието на „Българско акционерно дружество

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

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	75,84 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	0,98537
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	68,98 лв./MWh

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

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	76,82 лв./MWh
3	Групов коефициент Kb (p.2/p.1)	0,99813
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	69,87 лв./MWh

Въз основа на извършените анализи и симулации за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 68, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.) прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., съответно за електропреносния оператор, електроразпределителните оператори и групите производители е, както следва:

1. Независим преносен оператор – 73,13 лв./MWh;
2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 76,82 лв./MWh;
3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 70,65 лв./MWh;
4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 78,98 лв./MWh;
5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 67,06 лв./MWh;
6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 68,98 лв./MWh;
7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 69,87 лв./MWh.

II. ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цена или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, приходите от която цена от 01.07.2018 г. следва да се управляват от ФСЕС с оглед покриване на разходите на обществения доставчик по чл. 93а, чл. 94 от ЗЕ и премиите за производителите по чл. 162а от ЗЕ и § 68, ал. 1 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г. – чл. 36б от ЗЕ. В писмо с вх. № Е-12-00-173 от 17.05.2018 г. ФСЕС посочва, че при постановяване на решението за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за регулаторния период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. КЕВР следва да съобрази необходимия размер на приходите във ФСЕС от цената за задължения към обществото, който да бъде достатъчен за покриването на разходите за премиите по договорите за компенсиране на производителите от ВИ и ВЕКП.

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 § 68, ал. 1 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 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 01.07.2012 г. – 31.07.2013 г. на обществения доставчик от Методика за компенсиране на разходите на обществения доставчик и крайните снабдители, произтичащи от наложени им към обществото задължения за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени от възобновяеми енергийни източници и високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, приета с решение по Протокол № 117 от 16.07.2012 г. на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (Методиката от 2012 г.);
- разходи за компенсиране на ФСЕС във връзка с Наредба № Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г. за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници (ННТРЕВИ);

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

– средства във връзка с допълнението на чл. 4, ал. 2, т. 21 от ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2018 г., в сила от 08.05.2018 г., по силата на което ННТРЕВИ следва да бъде изменена и допълнена с норми, регламентиращи намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. В тази връзка според § 61, ал. 1 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., ННТРЕВИ следва да бъде приведена в съответствие с посоченото изменение на ЗЕ в срок до 30.06.2018 г. Размерът на тези средства ще бъде преразгледан в решенията за утвърждаване на цени на електрическата енергия за следващи регулаторни/ценови периоди в зависимост от новите разпоредби на ННТРЕВИ и от момента на тяхното влизане в сила.

Необходимите приходи от цената за задължения към обществото са намалени с очакваните приходи на ФСЕС по чл. 36д от ЗЕ.

Приходите на фонда са оценени на 668 429 хил. лв., като включват приходите, получени от търговете на квоти за емисии на парникови газове, предвидени в Закона за опазване на околната среда, постъпленията от продажбата на енергия от възобновяеми източници, постъпили от договори за статистическо прехвърляне по ЗЕВИ и приходите съгласно чл. 36е от ЗЕ.

Пълният размер на приходите от продажба на квоти емисии е оценен на 415 176 хил. лв., като са взети предвид прогнозните по-високи нетни количества квоти за емисии на парникови газове спрямо 2017 г., които Р България ще реализира на Европейската енергийна борса (ЕЕХ) и трендът на повишение на цените на квотите.

Въз основа на прогнозата за следващия ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с производството на електрическа енергия, приходите във фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 253 253 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 съгласно изискването на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

Разходите, които фондът следва да покрива, са представени в следващата таблица:

Разпределение на приходите във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“		
		хил. лв.
1	Компенсация на разходи на ОД от Методиката от 2012 г. за периода 01.07.2012 – 31.07.2013 г.	79 530
2	Компенсация на обществения доставчик за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ	54 542
3	Компенсация на обществения доставчик по ННТРЕВИ във връзка с намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници за предходни регулаторни периоди	4 491

Разпределение на приходите във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“		
4	Компенсация по ННТРЕВИ във връзка с намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници	119 462
5	Компенсация във връзка с намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия след влизане в сила на измененията и допълненията на ННТРЕВИ	39 235
6	Средства от фонда за намаляване на цената за задължения към обществото	368 637

В частта невъзстановени разходи на обществения доставчик от предходни ценови периоди, за които ФСЕС следва да компенсира НЕК ЕАД, са включени единствено невъзстановените разходи на обществения доставчик от Методиката от 2012 г. за периода 01.07.2012 – 31.07.2013 г. в размер на 79 530 хил. лв. и компенсация на обществения доставчик за предвидените в ННТРЕВИ отстъпки от компонентата за енергия, произведена от ВЕИ за предходни регулаторни периоди, в размер на 4 491 хил. лв.

Разходите за компенсации по ННТРЕВИ във връзка с намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници са прогнозиран на база регистъра по чл. 16 от Наредба № Е-РД-04-06 от 28 септември 2016 г. за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници, публикуван на интернет страницата на министерство на енергетиката⁶.

По отношение на останалите разходи, предявени от обществения доставчик за възстановяване, след допълнителен анализ и проверка, в която да се установи техният реален размер, както и каква част от тях следва да бъдат класифицирани реално като тарифен дефицит, следва да се изготви дългосрочен механизъм, чрез който тези некомпенсирани средства да бъдат възстановени на дружеството от ФСЕС през следващи ценови периоди при спазване на принципите, заложи в ЗЕ, сред които са: осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, както и осигуряване на балансирано изменение на цените за краен клиент, като се отчитат задълженията на обществения доставчик, на крайните снабдителите и на операторите на електропреносни и електроразпределителни мрежи, свързани с осъществяването на услуги от обществен интерес.

Предявените от обществения доставчик за компенсация от ФСЕС разходи в размер на 12 484 хил. лв., свързани с постановени от КЕВР решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за изминали регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения, не са включени в цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, тъй като същите се компенсират от надзетите средства от компонентата за енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, през предходния регулаторен период, в резултат на по-малкото изкупени количества електрическа енергия от комбинирано производство спрямо включените в цената за задължения към обществото.

Разходите, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото, са представени в следващата таблица:

Разходи, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото				
		Количество електрическа енергия	Разходи за електрическа енергия по преференциална цена	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик
		MWh	хил.лв.	хил.лв.
1	ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1“	3 156 500	562 101	341 146
2	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	4 593 886	528 742	207 170
3	ВЕИ	3 525 255	1 050 010	796 691

⁶ <https://www.me.government.bg/bg/themes/registar-po-chlen-16-na-naredba-e-rd-04-06-ot-28-septemvri-2016-g-za-namalyavane-na-tejestta-svarz-1756-461.html>

Разходи, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото				
4	Централа с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	2 927 659	461 772	254 933
5	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ за намаляване на цената за задължения към обществото			-368 637
6	Некомпенсиран разход, който следва да се покрият от приходите от цена за задължения към обществото			1 231 304

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

Прогнозната пазарна цена и разходите за ВЕИ са представени по-долу, както следва:

		Количества	Разходи по преференциална цена	Прогнозна пазарна цена	Средства за компенсиране	Компонента от цената
		MWh	хил. лв.	лв./MWh	хил. лв.	лв./MWh
I	ВЕЦ < 10 MW	678 433	106 011	68,98	59 212	1,77
1	ФСЕС	226 852	31 352	68,98	15 704	0,47
2	НЕК ЕАД	451 581	74 658	68,98	43 508	1,30
II	ВяЕЦ	1 313 551	240 625	67,06	152 538	4,55
1	ФСЕС	964 324	180 030	67,06	115 362	3,44
2	НЕК ЕАД	349 227	60 595	67,06	37 176	1,11
III	ФтЕЦ	1 240 879	604 413	78,98	506 408	15,12
1	ФСЕС	660 810	325 417	78,98	273 227	8,16
2	НЕК ЕАД	580 069	278 995	78,98	233 181	6,96
IV	БиоЕЦ	292 392	98 962	69,87	78 533	2,34
1	ФСЕС	106 465	19 187	69,87	11 748	0,35
2	НЕК ЕАД	185 927	79 775	69,87	66 785	1,99
V	Общо ВЕИ	3 525 255	1 050 010	71,86	796 691	23,78
1	ФСЕС	1 958 451	555 986	71,46	416 041	12,42
2	НЕК ЕАД	1 566 804	494 024	72,36	380 650	11,36

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

		Количества	Разходи по преференциална цена	Прогнозна пазарна цена	Средства за компенсиране	Компонента от цената
		MWh	хил. лв.	лв./MWh	хил. лв.	лв./MWh
I	ВЕКП	2 927 659	461 772	70,65	254 933	7,61
1	ФСЕС	2 783 706	436 815	70,65	240 146	7,17
2	НЕК ЕАД	143 953	24 957	70,65	14 787	0,44

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

Формиране на цена за задължения към обществото				
		Потребление на вътрешен пазар, MWh	Разходи за компенсиране, хил. лв.	Компонента от цената, лв./MWh
1	ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“	33 501 348	341 146	10,18
1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	-	-
1.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	341 146	10,18
2	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	33 501 348	207 170	6,18
2.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	-	-
2.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	207 170	6,18
3	ВЕИ	33 501 348	796 691	23,78
3.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	416 041	12,42
3.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	380 650	11,36
4	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	33 501 348	254 933	7,61
4.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	240 146	7,17
4.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	14 787	0,44
5	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	-368 637	-11,00
6	ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО	33 501 348	2 944 948	36,75

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

Въз основа на изложеното по-горе цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, е 36,75 лв./MWh, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,78 лв./MWh и компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 7,61 лв./MWh.

Предвид гореизложеното, цената за задължения към обществото, приходите от която се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, е в размер на 36,75 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,78 лв./MWh и компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 7,61 лв./MWh. Цената за задължения към обществото се заплаща от

присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, крайните снабдители, електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

III. ПРОИЗВОДИТЕЛИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

При утвърждаване на цените на енергийните предприятия, получили лицензия за дейностите „производство на електрическа енергия“ Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка в КЕВР са постъпили заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия от следните производители: заявление с вх. № Е-14-24-3 от 02.04.2018 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление вх. № Е-13-12-6 от 29.03.2018 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-5 от 30.03.2018 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-34-3 от 30.03.2018 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД, заявление вх. № Е-13-15-2 от 29.03.2018 г. от „ТЕЦ Варна“ ЕАД и заявление с вх. № Е-13-01-21 от 30.03.2018 г. от НЕК ЕАД относно водноелектрическите централи (ВЕЦ), собственост на дружеството.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 1 от ЗЕ КЕВР определя разполагаемостта 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 сключва сделки с крайните снабдители. 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 01.07.2017 г. на КЕВР на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 54,92 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 799 216 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 533 316 MWh.

Със заявление с вх. № Е-14-24-3 от 02.04.2018 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия – 56,43 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 229 332 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 137 901 хил. лв.; консумативи – 1 650 хил. лв.; други променливи разходи – 1 717 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 1 600 хил. лв.; вноски за фонд „РАО“ и за фонд „ИЕ ЯС“ – 88 064 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 538 667 хил. лв., в т.ч.: разходи за заплати – 118 685 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 33 924 хил. лв.; социални разходи – 19 643 хил. лв.; разходи за амортизации – 194 081 хил. лв.; разходи за ремонт – 76 715 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 95 620 хил. лв.;

- Възвръщаемост – 70 705 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 14 863 224 MWh;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 15 706 227 MW*h.

Ценообразуващите елементи са определени от дружеството при следните допускания:

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

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

- цената на електрическата енергия осигурява икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала от 2,85%, отчитаща завишените инвестиционни разходи на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за периода 2018 г. – 2019 г., свързани с изпълнение на декларираните като държавен приоритет проекти за продължаване срока и дългосрочната експлоатация на 5-ти и 6-ти блок, както и за повишаване на проектната им мощност до 104%;

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

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

- разходите за производство на електрическа енергия са определени на база отчетните и прогнозните годишни разходи, които са пряко свързани с дейността по издадената на дружеството лицензия за дейността „производство на електрическа енергия“. От отчетните и прогнозните разходи са приспаднати разходите, отнасящи се до страничните и социални дейности, производство и пренос на топлоенергия, и разходи, свързани с преустановени дейности. Взети са предвид разходи, произтичащи от функционирането на балансиращия пазар;

- прогнозният размер на средствата за работни заплати и осигурителни вноски е завишен с 2 669 хил. лв. спрямо отчетения за 2017 г., а социалните разходи са в размер на 19 643 хил. лв.;

- разходите за амортизации са завишени с 10 231 хил. лв. спрямо 2017 г. в резултат на въведени през 2017 г. дълготрайни активи на стойност 80 802 хил. лв. Дружеството

обосновава изпълнението на мероприятията по инвестиционната програма като една от предпоставките за гарантиране на надеждна и безопасна експлоатация на централата, като сигурен източник на енергия;

- обемът на дейностите за техническо обслужване и ремонт (ТОиР) през 2017 г. е съобразен с изискуемата периодичност, вид и обхват на дефектовката съгласно дългосрочния перспективен ремонтен график. Предвидените средства за ремонт за ценовия период са в размер на 76 715 хил. лв., като не включват разходи, които увеличават стойността на активите;

- прогнозата за разходите, пряко свързани с дейността по лицензията за производство на електрическа енергия, е на база отчетно равнище през 2017 г., нормативните изисквания и сключените договори;

- ядреното гориво е на стойност 137 901 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;

- регулаторната база на активите (РБА) е определена на база на стойността на активите към 31.12.2017 г., пряко свързани с дейността „производство на електрическа енергия“ и е в размер на 2 479 130 хил. лв. Оборотно капитал, като част от РБА, е изчислен на основата на „Нетен цикъл на оборотния капитал“, на база дните, за които дружеството възвръща изразходваните парични средства за производство на електрическа енергия чрез получаването на съответните постъпления;

- нормата на възвръщаемост (НВ) е 2,85%, при НВ на собствения капитал – 2,59% и среднопретеглена НВ на привлечения капитал – 2,22%.

1.2. По отношение на цената на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД не са постъпили възражения от дружеството или от заинтересовани лица.

1.3. Ценообразуващи елементи

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

- Разходите за амортизации са приети на ниво отчет 2017 г. Планираното завишение от 12 032 хил. лв. не следва да бъде отчетено, тъй като прилаганият метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ не допуска предварително включване в РБА на прогнозна стойност на активи, които не са капитализирани към края на базисната година. Дълготрайните активи, чието въвеждане предстои, ще бъдат включени в РБА и съответно ще бъдат признати разходи за тяхната амортизация през следващия регулаторен период.

- Разходите за заплати, осигурителни вноски и социални разходи са коригирани до отчетените през 2017 г. нива.

- Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са коригирани от 95 620 хил. лв. на 80 240 хил. лв., тъй като разходите за застраховки, горива, работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, пощенски разходи, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, проверка на уреди, почистване и озеленяване на площадката, експертни и одиторски разходи, научни разработки са признати на ниво отчет през 2016 г.

- Разходите за консумативи са коригирани от 1 650 хил. лв. на 720 хил. лв. отчетени през базисната година;

- Разходи, произтичащи от сделки с балансираща енергия, не са признати;

- Необходимият оборотен капитал е коригиран от 250 523 хил. лв. на 69 149 хил. лв., тъй като според чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ в случай, че дружеството не е обосновало стойността

на оборотния капитал, то неговата стойност се определя като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. Във връзка с гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на пълната цена за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД са следните:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	14 863 224	14 863 224
2	Променливи разходи	хил. лв.	229 332	228 402
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	538 667	508 642
4	Възвръщаемост	хил. лв.	70 705	65 532
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	838 704	802 575
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	56,43	54,00

Предвид гореизложеното, цената за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изчислена в размер на 54,00 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 802 575 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 863 224 MWh.

2. „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

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

С Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР на дружеството са утвърдени цени, при прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период – 7 265 292 MWh, прогнозна разполагаемост за регулаторния период – 8 367 410 MW*h и необходими годишни приходи – 576 614 хил. лв., както следва:

- цена за енергия – 46,85 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 28,23 лв./MW*h, без ДДС.

Със заявление вх. № Е-13-12-6 от 29.03.2018 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 61,14 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 30,20 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 98,75 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 491 796 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 270 959 хил. лв., консумативи – 19 069 хил. лв., други променливи разходи – 201 768 хил. лв. (такса услуга водоползване – 290 хил. лв., енергия за производствени нужди – 850 хил. лв., депониране на пепелина – 4 188 хил. лв., разходи за закупени емисии CO₂ – 196 440 хил. лв.);
- Нетна електрическа енергия – 8 043 340 MWh;
- Условно-постоянни разходи – 205 859 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 53 512 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 8 005 747 MW*h.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 8 043 340 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 491 796 хил. лв., като дружеството включва горива за производство: местни въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД, мазут и природен газ, разходи за закупени CO₂ квоти, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи, като услуга водоподаване, енергия за собствени нужди и депониране на пепелина.

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

- основното гориво, използвано в „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, са въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 266 186 хил. лв. при запазване на действащата цена от 77,00 лв./тУГ. Разходите за въглища през новия ценови период, спрямо 2017 година, са със 101 567 тона УГ повече поради очакваното по-голямо производство на електроенергия с 357 816 нетна електрическа енергия.

- дружеството предвижда разходи за гориво за разпалване на обща стойност 4 773 хил. лв., които включват разходи за мазут в размер на 3 887 хил. лв. и разходи за природен газ в размер на 886 хил. лв. Увеличението на тези разходи през новия регулаторен период се дължи на по-високите цени на мазута, които са залегнали в прогнозите, спрямо заложените през предходния регулаторен период. Прогнозите са базирани на установено плавно нарастване на цените на горивата през 2017 г., като съгласно отчетните данни цената на тон мазут възлиза на 663,45 лв./т. За новия регулаторен период заложената прогнозна цена на мазута на база приложена фактура за доставка е в размер на 747,44 лв./т. Общото количество мазут през новия регулаторен период се увеличава с 440 т. спрямо отчетения разход през 2017 г. Предвидено е използване на газ при разпалване на блок 3 (след октомври 2018 година) и на блокове 7 и 8 (от декември 2018 година). Очакваният разход на природен газ за целия период е около 1 652 х.нм³ или в парично изражение – 886 хил. лв. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база утвърдената цена от регионалния доставчик „Ситигаз България“ ЕАД за промишлени потребители, действаща от 01.01.2018 г. и възлизаща на 536,44 лв./х.нм³, с включена цена за пренос и прогнозна цена за достъп през газопреносната мрежа общо в размер на 52,86 лв./1000 х.нм³ съгласно приложена справка за цени регион „Тракия“.

- при разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за варовик, формирани от количеството варовик 874 006 тона, използвано за сероочистване на димните газове, като подписаните договори за доставка са с действаща цена за тон варовик в размер на 21,00 лв./тон. Планираните разходи за варовик възлизат на 18 354 хил. лв.

В заявлението си дружеството посочва, че „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е включено в Националния план за инвестиции (НПИ) и очаква да получи безвъзмездно част от количества квоти за емисии на парникови газове – общо 15 727 524 тона за периода 2013 г. – 2020 г., което представлява около 30% от емитираните от централата количества.

Към 31 декември 2017 г. дружеството е отчетло провизии за недостиг на квоти за емисии на парникови газове в размер на 9 929 618 т/CO₂ на стойност 196 440 хил. лв. Количеството недостиг представлява разликата между реално емитираните и верифицирани количества и безвъзмездно предоставените по НПИ и останалите налични по сметката на дружеството в националния регистър към 09.03.2017 г. закупени количества квоти за 2017 г. Във връзка с взето решение от едноличния собственик на капитала на дружеството, БЕХ ЕАД е закупило и в последствие ще продаде на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД квоти за парникови газове, необходими за покриване на задължението към Националния регистър за 2017 г. Стойността на провизиите е изчислена в съответствие с постигнатите от БЕХ ЕАД покупни цени на квотите до датата на съставяне на отчета и прогноза до окончателното закупуване на остатъка от необходимите количества.

Условно-постоянните разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД включват пет основни подгрупи: разходи за заплати, разходи, свързани с осигурителното законодателство, разходи за амортизации, разходи за ремонти и разходи, пряко свързани с дейността по лицензията. Общата стойност на планираните постоянни разходи за новия ценови период възлиза на 242 501 хил. лв. Детайлна информация относно планираните стойности по отделните групи разходи е представена в по-долу. През новия ценови период производствената програма на „ТЕЦ Марица изток“ ЕАД е разработена при спазване на нормативните изисквания за осигуряване на необходимото време за извършване на текущи планови ремонти. Разполагаемата мощност, която „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД планира да реализира за производството на електрическа енергия, студен резерв и допълнителни услуги към ЕСО

ЕАД, възлиза на 10 017 386 MWh. Разпределението на разполагаемостта по отделни продукти, реализирани по регулирани и свободно договорени цени, е както следва:

	Показатели	MW*h
1	Обща разполагаемост на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в периода 01.07.2018 – 30.06.2019 г., в т.ч.:	10 017 386
1.1.	Студен резерв	1 536 046
1.2.	Резерв за допълнителни услуги (ПР и ВР)	438 000
1.3.	Нетна електрическа енергия	8 043 340

Планираните от дружеството средства за работни заплати и осигуровки за новия ценови период възлизат на 67 433 хил. лв., т.е. намаляват с 1,6% спрямо отчетените за 2017 г., което кореспондира с предприетите мерки за оптимизиране на разходите, въпреки засиленото ангажиране на ремонтния персонал по изпълнение на дейностите, свързани с ремонта и поддръжката на съоръженията със собствени средства. През новия регулаторен период дружеството не предвижда увеличение на основните работни заплати на персонала. Разходите, свързани с начисления по действащото законодателство, възлизат на 29 406 хил. лв., като намалението при този тип разходи е със 7,4% спрямо отчетната година и основно се дължи на редуцираните социални разходи. Планираните разходи за амортизации през новия регулаторен период възлизат на 94 791 хил. лв., като стойността на тази група разходи се запазва относително постоянна спрямо отчета за 2017 г. Разходите за амортизации на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за 2017 г. възлизат на 95 047 хил. лв., а приложимата счетоводна политика за тяхното отчитане е съобразена с изискванията на КЕВР за прилагане на линеен метод на амортизация, спрямо полезния живот на активите.

Ремонтната програма, планирана от дружеството за 2018 г., е на стойност 27 812 хил. лв., като завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2017 г., се дължи на планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение (СОИ).

Детайлна информация за видовете разходи, планирани през новия ценови период, е посочена в таблицата по-долу:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА	Отчет 2017 г.	Прогноза 2018 г.
1	2	3	4	5
1	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	238 497	242 501
1	Разходи за заплати (възнаграждения)	хил. лв.	68 531	67 433
2	Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство	хил. лв.	31 750	29 406
2.1	осигурителни вноски	хил. лв.	19 640	19 368
2.2	социални разходи	хил. лв.	12 110	10 038
3	Разходи за амортизации	хил. лв.	95 047	94 791
4	Разходи за ремонт	хил. лв.	18 648	27 812
4.1	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	8 735	12 515
4.2	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.		
4.3	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	9 913	15 297
5	Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията	хил. лв.	24 521	23 059

Изчислената от дружеството регулаторна база на активите възлиза на 1 410 777 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал в размер на 62 824 хил. лв. Използваната норма на възвръщаемост на собствения капитал $NB_{ск}$ за определяне на цената за разполагаемост е в

размер на 3%. Тази стойност участва при формирането на среднопретеглената норма на възвръщаемост, която при съществуващата капиталова структура възлиза на 4,25% и остава непроменена спрямо текущия ценови период.

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

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е представило и искане за компенсиране на разходи от наложени задължения към обществото, свързани със защита на обект, представляващ критична инфраструктура и имащ значение за националната сигурност на страната. Общата стойност на заявените разходи за компенсиране по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ е 378 133 хил. лв., в т.ч.:

- отчетени некомпенсирани разходи за 2015 г. в размер на 78 279 хил. лв.;
- отчетени некомпенсирани разходи за 2016 г. в размер на 121 939 хил. лв.;
- отчетени некомпенсирани разходи за 2017 г. в размер на 85 974 хил. лв.;
- разходи, които ще подлежат на компенсиране в резултат на утвърждаване на квота и пълна цена за електрическа енергия за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., в размер на 91 941 хил. лв.

Дружеството е представило детайлна информация за структурата на разходите, реализирани за периода 2015 г. – 2017 г., които съгласно действащата нормативна уредба участват при формиране на цената за разполагаемост на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, респективно като ценови елемент участват при формирането на пълната цена на дружеството и остават некомпенсирани, съгласно изискванията на чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ.

Некомпенсирани разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ за 2015 г., в хил. лв.:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА	Отчет 2015 г.	Разходи, подлежащи на компенсиране по чл. 35 от ЗЕ
1	2	3	4	5
I	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	210 511	78 279
1	Разходи за заплати (възнаграждения)	хил. лв.	69 335	25 782
2	Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство	хил. лв.	31 108	11 568
2.1	осигурителни вноски	хил. лв.	19 324	7 186
2.2	социални разходи	хил. лв.	11 784	4 382
3	Разходи за амортизации	хил. лв.	62 928	23 400
4	Разходи за ремонт	хил. лв.	19 922	7 408
4.1	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	11 534	4 289
4.2	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.	0	0
4.3	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	8 388	3 119
5	Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията	хил. лв.	27 218	10 121
5.1.	Горива за автотранспорт	хил. лв.	1 399	520
5.2.	Работно облекло	хил. лв.	636	236
5.3.	Канцеларски материали	хил. лв.	79	29
5.4.	Материали за текущо поддържане	хил. лв.	1 590	591
5.5.	Застраховки	хил. лв.	4 885	1 816
5.6.	Местни данъци и такси, акциз	хил. лв.	1 625	604
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв.	243	90
5.8.	Абонаментно поддържане	хил. лв.	183	68
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв.	3 822	1 421
5.10.	Наеми	хил. лв.	63	23
5.11.	Проверка на уреди/услуги тек. поддържане/	хил. лв.	205	76
5.12.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	707	263
5.13.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	389	145

5.14.	Такси лиценз	хил. лв.	347	129
5.15.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	5 649	2 101
5.16.	Охрана на труда	хил. лв.	251	93
5.17.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	2 725	1 013
5.18.	Командировки	хил. лв.	79	29
5.19.	Съдебни разходи	хил. лв.	2 341	871

Некомпенсирани разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ за 2016 г., в хил. лв.:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА	Отчет 2016 г.	Разходи, подлежащи на компенсиране по чл. 35 от ЗЕ
1	2	3	4	5
I	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	209 368	121 939
1	Разходи за заплати (възнаграждения)	хил. лв.	67 702	39 431
2	Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство	хил. лв.	31 442	18 312
2.1	осигурителни вноски	хил. лв.	19 065	11 104
2.2	социални разходи	хил. лв.	12 377	7 209
3	Разходи за амортизации	хил. лв.	66 185	38 547
4	Разходи за ремонт	хил. лв.	20 157	11 740
4.1	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	8 374	4 877
4.2	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.		0
4.3	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	11 783	6 863
5	Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията	хил. лв.	23 882	13 909
5.1.	Горива за автотранспорт	хил. лв.	1 181	688
5.2.	Работно облекло	хил. лв.	191	111
5.3.	Канцеларски материали	хил. лв.	68	40
5.4.	Материали за текущо поддържане	хил. лв.	1 703	992
5.5.	Застраховки	хил. лв.	5 109	2 976
5.6.	Местни данъци и такси, акциз	хил. лв.	1 594	928
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв.	72	42
5.8.	Абонаментно поддържане	хил. лв.	374	218
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв.	3 325	1 937
5.10.	Наеми	хил. лв.	74	43
5.11.	Проверка на уреди/услуги тек. поддържане/	хил. лв.	136	79
5.12.	Съдебни разходи	хил. лв.	193	112
5.13.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	600	349
5.14.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	383	223
5.15.	Такси лиценз	хил. лв.	371	216
5.16.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	5 538	3 225
5.17.	Охрана на труда	хил. лв.	289	168
5.18.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	2 613	1 522
5.19.	Командировки	хил. лв.	68	40

Некомпенсирани разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ за 2017 г., в хил. лв.:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА	Отчетени постоянни разходи за 2017 г.	Разходи, заявени за компенсиране по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ за 2017 г.
---	---------------------------	-------	---------------------------------------	--

1	2	3	4	5
I	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	238 497	85 974
1	Разходи за заплати (възнаграждения)	хил. лв.	68 531	24 704
2	Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство	хил. лв.	31 750	11 445
2.1	осигурителни вноски	хил. лв.	19 640	7 080
2.2	социални разходи	хил. лв.	12 110	4 365
3	Разходи за амортизации	хил. лв.	95 047	34 263
4	Разходи за ремонт	хил. лв.	18 648	6 722
4.1	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	8 735	3 149
4.2	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.	0	0
4.3	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	9 913	3 573
5	Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията	хил. лв.	24 521	8 839
5.1.	Горива за автотранспорт	хил. лв.	1 119	403
5.2.	Работно облекло	хил. лв.	382	138
5.3.	Канцеларски материали	хил. лв.	38	14
5.4.	Материали за текущо поддържане	хил. лв.	1 548	558
5.5.	Застраховки	хил. лв.	5 021	1 810
5.6.	Местни данъци и такси, акциз	хил. лв.	1 510	544
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв.	81	29
5.8.	Абонаментно поддържане	хил. лв.	390	141
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв.	3 290	1 186
5.10.	Наеми	хил. лв.	93	34
5.11.	Проверка на уреди/услуги тек. поддържане/	хил. лв.	251	90
5.12.	Съдебни разходи	хил. лв.	73	26
5.13.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	736	265
5.14.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	480	173
5.15.	Такси лиценз	хил. лв.	319	115
5.16.	Такси организиран борсов пазар	хил. лв.	256	92
5.17.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	5 490	1 979
5.18.	Охрана на труда	хил. лв.	379	137
5.19.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	2 984	1 076
5.20	Командировки	хил. лв.	81	29

Дружеството посочва, че през новия регулаторен период изпълнението на посочената в ценовото заявление производствена програма за доставка на електрическа енергия за регулиран пазар, предоставяне на студен резерв и допълнителни услуги, отново няма да покрие пълния производствен капацитет на централата, на базата на който се определят регулираните цени.

В тази връзка „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД прогнозира стойността на некомпенсираните постоянни разходи за същия период да достигне до 91 941 хил. лв. В таблицата по-долу е представена детайлна информация за групите и видовете разходи, подлежащи на компенсиране по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА	Прогнозна стойност на постоянните разходи за 01.07.2018-30.06.2019	Разходи, подлежащи на компенсиране по чл. 35 от ЗЕ
1	2	3	5	6
I	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	242 501	91 941
1	Разходи за заплати (възнаграждения)	хил. лв.	67 433	25 566

2	Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство	хил. лв.	29 406	11 149
2.1	осигурителни вноски	хил. лв.	19 368	7 343
2.2	социални разходи	хил. лв.	10 038	3 806
3	Разходи за амортизации	хил. лв.	94 791	35 939
4	Разходи за ремонт	хил. лв.	27 812	10 545
4.1	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	12 515	4 745
4.2	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.		
4.3	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	15 297	5 800
5	Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията	хил. лв.	23 059	8 742
5.1.	Горива за автотранспорт	хил. лв.	1 180	447
5.2.	Работно облекло	хил. лв.	200	76
5.3.	Канцеларски материали	хил. лв.	38	14
5.4.	Материали за текущо поддържане	хил. лв.	1 460	554
5.5.	Застраховки	хил. лв.	4 923	1 866
5.6.	Местни данъци и такси, акциз	хил. лв.	1 501	569
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв.	78	30
5.8.	Абонаментно поддържане	хил. лв.	370	140
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв.	3 100	1 175
5.10.	Наеми	хил. лв.	79	30
5.11.	Проверка на уреди/услуги тек. поддържане/	хил. лв.	225	85
5.12.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	531	201
5.13.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	399	151
5.14.	Такси лиценз	хил. лв.	336	127
5.15.	Такси организиран борсов пазар БНЕБ	хил. лв.	445	169
5.16.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	4 945	1 875
5.17.	Охрана на труда	хил. лв.	290	110
5.18.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	2 880	1 092
5.19.	Командировки	хил. лв.	79	30

Дружеството посочва още, че към настоящия момент за периода 2015 г. – 2017 г. отчита 286 192 хил. лв. некомпенсирани разходи, породени от наложени задължения към обществото, като некомпенсираните разходи за 2015 г. и 2016 г. са били заявени пред КЕВР със заявления, съответно с вх. № Е-13-12-8 от 31.03.2017 г. и вх. № Е-13-12-6 от 31.03.2016 г.

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

– В периода 2002 г. – 2016 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е инвестирало огромен ресурс за обекти с екологично предназначение и производствени мощности, възлизащ на над 1 млрд. лева, като изцяло са подменени или рехабилитирани основни и спомагателни съоръжения;

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

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

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

2.2. По отношение на цената на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не са постъпили възражения от дружеството или от заинтересовани лица.

2.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, променливите разходи на дружеството са коригирани от 491 796 хил. лв. на 358 027 хил. лв., като разходите за гориво за разпалване, разходите за варовик и тези за депониране на пепелина са коригирани до отчетените такива през базисната 2017 г. Разходите за основно гориво са коригирани от 266 186 хил. лв. на 262 986 хил. лв. в съответствие с планираното производство на нетна електрическа енергия и отчетената разходна норма на централата. Прогнозните разходи за закупуване на CO₂ квоти, предложени от дружеството в размер на 196 440 хил. лв., са коригирани на 73 999 хил. лв., отразяващи отчетените за 2017 г. такива.

Разходите за ремонт са включени на ниво отчет 2017 г. Корекции до отчетените нива през 2017 г. са извършени и на разходите за горива.

Извършена е и допълнителна корекция на условно-постоянните разходи с 19 740 хил. лв., представляващи прогнозните приходи на дружеството от предоставяне на студен резерв и допълнителни услуги.

Във връзка с гореописаните корекции НОК е преизчислен от 62 824 хил. лв. на 60 238 хил. лв. По отношение балансовата стойност на активите за регулирана дейност е възприета стойността, заявена през предходния регулаторен период в размер на 976 354 хил. лв., тъй като инвестициите, извършени от дружеството и отчетените амортизации не предполагат прогнозираното увеличение. В тази връзка възвръщаемостта на дружеството е преизчислена на 42 542 хил. лв.

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	8 043 340	8 043 340
2	Променливи разходи	хил.лв.	491 796	363 156
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	242 501	213 537
4	Възвръщаемост	хил.лв.	59 994	42 542
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	794 291	619 234
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	98,75	76,99

Съгласно чл. 35, ал. 1 от ЗЕ енергийните предприятия имат право да предявят искане за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защитата на околната среда и енергийната ефективност. За такива разходи според чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ се признават и разходите, произтичащи от задължения, свързани със защитата на обекти, представляващи критична инфраструктура в енергетиката. В тази връзка енергийните предприятия подават периодично заявление пред Комисията за компенсиране на тези разходи, като представят доказателства за тяхното основание и размер (чл. 35, ал. 3 от ЗЕ).

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

от Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС) Планът за възстановяване се изготвя от оператора на електропреносната мрежа.

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

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

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

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е изчислена в размер на 76,99 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 619 234 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 8 043 340 MWh.

3. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ ЕАД

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

Със заявление с вх. № Е-14-33-5 от 30.03.2018 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 92,31 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 14,20 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 120,98 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 180 841 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 113 183 хил. лв.; гориво за разпалване (мазут) – 1 998 хил. лв.; консумативи – 65 660 хил. лв., от които разходи за закупени емисии CO₂ – 49 590 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 39 830 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 16 336 хил. лв.;

- Разполагаемост на предоставената мощност – 3 955 116 MW*h;
- Нетна електрическа енергия – 1 959 000 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложили параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 2 238 000 MWh;
- собствени нужди – 12,47%;
- нетна електрическа енергия – 1 959 000 MWh.;
- брутен специфичен разход условно гориво – 385,49 г.у.г./kWh.;
- нетен специфичен разход условно гориво – 440,39 г.у.г./kWh.;
- разход на мазут – 2 700 тона.

Дружеството обосновава размера на променливите разходи на база сключени анекси към рамковите договори за 2011 г. Разходите за консумативи се запазват, както отчетените за базовата година стойности. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД включва разходите за квоти парникови газове с цена 14,00 евро/тон, като определя тази цена за справедлива.

Годишният баланс на основното гориво е направен при отчитане на наличното количество въглища на склад към 01.01.2018 г., количества и цени по договори и анекси, включително транспортни и спедиционни разходи с разчет постигане на приемлива средна калоричност. Дружеството прогнозира, че разчетът на договорените количества от въглища ще покрие необходимите количества за електропроизводство и осигуряване на необходимите резерви от горива.

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

- Разполагаеми три блока;
- Времетраене на съгласуваните периоди за ремонт на блок – 182 дни;
- Времетраене на несъгласувани по време престои за поддръжка – 5%;

Обща разполагаема мощност за студен резерв и производство – 3 955 166 MW*h. Норма на възвръщаемост на собствения капитал – 7%, при оборотен капитал 72 386 хил. лв. и регулаторна база на активите – 212 355 хил. лв.

За регулаторния период дружеството прогнозира разходите за заплати да са в размер на 13 096 хил. лв., съответстващи на разходите за заплати през 2017 г., индексирани с 10%, като посочва, че в предходния тригодишен период същите не са коригирани. Начисленията, свързани с работните заплати, които „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозира, са следните: 3 143 хил. лв. за осигурителни вноски по нормативни документи и 355 хил. лв. за допълнително пенсионно осигуряване и за социални разходи съгласно Кодекса на труда.

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД предвижда амортизационни разходи в размер на 15 464 хил. лв., формирани на база отчет 2017 г. и прогноза по амортизационния план за 2018 г. Разходите за ремонти са 1 886 хил. лв., като се предвижда ремонт на блокове 1 и 2 по 45 дни и основен ремонт на блок 3 в рамките на 92 дни. Дружеството посочва, че предвидените разходи съответстват на заложените обеми. Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са 5 886 хил. лв., определени на база отчет 2017 г.

3.2. В законоустановения срок не е постъпило становище от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД по приетия от КЕВР доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

3.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, променливите разходи на дружеството са коригирани от 180 841 хил. лв. на 157 445 хил. лв., като разходите за материали и разходите за вода за производствени нужди са коригирани до отчетеното през 2017 г. ниво, а 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 разходи за вноски по ал. 1. Извършена е корекция на разходите за закупени емисии CO₂ от 49 590 хил. лв. на 31 879 хил. лв., като количеството емитирани емисии е намалено с отчетените такива по Националния план за инвестиции и остойностено по прогнозна цена от 9 €/тон.

Условно-постоянните са коригирани от 39 830 хил. лв. на 39 578 хил. лв., като разходите за ремонт и тези, пряко свързани с дейността по лицензията, са признати до нивото, отчетено през 2017 г.

Необходимият оборотен капитал е коригиран от 72 386 хил. лв. на 22 695 хил. лв., тъй като според чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, в случай че дружеството не е обосновало стойността на оборотния капитал, то неговата стойност се определя като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.. В тази връзка РБА е преизчислена от 212 355 хил. лв. на 162 664 хил. лв.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	1 959 000	1 959 000
2	Променливи разходи	хил.лв.	180 841	157 445
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	39 830	39 578
4	Възвръщаемост	хил.лв.	16 336	12 513
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	237 007	209 537
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	120,98	106,96

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е изчислена в размер на 106,96 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 209 537 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 959 000 MWh.

4. „ТЕЦ МАРИЦА 3“ АД

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

Със заявление с вх. № Е-14-34-3 от 30.03.2018 г. „ТЕЦ Марица 3“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 122,22 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 19,23 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 157,09 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 51 333 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 33 452 хил. лв.; консумативи – 430 хил. лв.; други променливи разходи – 2 292 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 33 хил. лв., закупена електрическа енергия – 2 009 хил. лв., разходи за поддръжка – 250 хил. лв.; разходи за закупени емисии CO₂ – 13 798 хил. лв.; разходи за абсорбент – 1 361 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 13 736 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 908,70 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 761 520 MW*h;
- Нетна електрическа енергия – 420 000 MWh.

Производствената програма на „ТЕЦ Марица 3“ АД за новия ценови период предвижда производството на 420 000 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 51 333 хил. лв., като в нея дружеството включва горива

за производство: местни въглища от 788 759 т., природен газ, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: енергия за собствени нужди, депониране на пепелина и разходи за закупени CO₂ емисии. Допълнителна информация за отделните групи променливи разходи, е посочена, 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 32 946 хил. лв. при действаща средна цена от 161,26 лв./тУГ. Очаква се специфичният разход на условно гориво за бруто произведена електроенергия да е 440,1 гр./kWh.

- разходите за газ за разпалване са на обща стойност 506 хил. лв. По-високите разходи за газ се дължат на прогнозираното по-голямо производство и увеличаване (поради диспечирание) на циклите пуск/стоп за централата. Очакваният разход на природен газ за целия период е около 1 300 х.нм³.

- по отношение разходите за консумативи дружеството прогнозира, че с най-голяма тежест ще бъдат разходите за варовик, формирани от количеството варовик, използвано за сероочистване на димните газове. Предвид по-голямото прогнозно производство на електрическа енергия за новия ценови период се очаква увеличение в необходимите количества варовик, използвани за сероочистване на димните газове до постигане на екологичните стандарти. Дружеството планира разходите за варовик да са в размер на 1 361 хил. лв.

По отношение условно-постоянните разходи дружеството планира средства за работни заплати и осигуровки за регулаторния период 01.07.2018 – 30.06.2019 г. в размер на 4 320 хил. лв. Предвидено е увеличение на средствата за работна заплата с 46%, в резултат на увеличение на средносписъчния състав на „ТЕЦ Марица 3“ АД. Въпреки засиленото ангажиране на ремонтния персонал по изпълнение на дейностите, свързани с ремонта и поддръжката на съоръженията със собствени средства, дружеството посочва, че е необходимо да наеме и допълнителен персонал.

Планираните разходи за амортизации за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. са по-високи спрямо отчетените през 2017 г., като прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „ТЕЦ Марица 3“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. Дружеството посочва, че в периода 2011 г. – 2017 г. е реализирало значителни инвестиции, необходими за възстановяване и модернизиране 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 2018 г. на стойност 5 988 хил. лв. Дружеството обосновава завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2017 г., с планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение.

Планираното увеличение е свързано с извършен предварителен анализ и оценка на влиянието на някои външни фактори върху общия обем на разходите, като например увеличението в цените на горивата води до увеличение на общия обем разходи за автотранспорт.

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 7 839 хил. лв.

„ТЕЦ Марица 3“ АД заявява норма на възвръщаемост на собствения капитал за определяне на цената за разполагаемост в размер на 11,59%.

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

4.3. Ценообразуващи елементи

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД, се установи, че през 2017 г. централата почти не е функционирала (през 2017 г. блок 1 е работил едва 500 ч., при планирани за следващия регулаторен период 5 544 ч.) и липсват обективни отчетни данни за базисната година, в резултат на което не е възможно да се извърши пълен анализ и оценка на предлаганите от дружеството стойности на отделните групи разходи. В тази връзка и отчитайки среднопретеглената цена на дружеството, постигната през 2017 г., в размер на 281,06 лв./MWh, корекции по предложените от „ТЕЦ Марица 3“ АД стойности на променливите и условно-постоянните разходи не са извършвани.

Коригирана е предложената от дружеството норма на възвръщаемост от 11,59% на 6,72% във връзка с мотивите, изложени по-долу в настоящия доклад и предвид факта, че получената стойност от 11,59% не почива на обективни икономически показатели, а се дължи на отрицателния собствен капитал на „ТЕЦ Марица 3“ АД.

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	420 000	420 000
2	Променливи разходи	хил. лв.	51 333	51 333
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	13 736	13 736
4	Възвръщаемост	хил. лв.	909	527
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	65 978	65 596
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	157,09	156,18

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД е изчислена в размер на 156,18 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 65 596 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 420 000 MWh.

5. „ТЕЦ ВАРНА“ ЕАД

5.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Варна“ ЕАД прогнозна информация.

Със заявление вх. № Е-13-15-2 от 29.03.2018 г. „ТЕЦ Варна“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 142,93 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 25,30 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 195,12 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 283 925 хил. лв., в т.ч.: основно гориво за производство – 251 629 хил. лв.; консумативи – 181 хил. лв.; други променливи разходи – 28 687 хил. лв.; CO₂ емисии – 26 950 хил. лв.; закупена електрическа енергия за собствени нужди – 3 427 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 76 828 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 28 748 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 4 173 670 MW*h;
- Нетна електрическа енергия – 1 996 240 MWh.

През предстоящия регулаторен период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. „ТЕЦ Варна“ ЕАД прогнозира да реализира брутно производство на електрическа енергия в размер на 2 153 440

MWh, в т.ч 1 022 740 MWh за второ полугодие на 2018 г. и 1 130 700 MWh за първо полугодие на 2019 г. Определените прогнозни стойности за производство за периода дружеството базира на следните параметри:

- през периода се планира да бъдат извършени ремонтни дейности на блок № 4 от 01.07.2018 г. до 31.10.2018 г. От 1 април до 30 юни 2019 г. ще бъдат извършени ремонтни дейности на блок № 6, като блок № 5 ще работи през целия период;
- планиран брутен товар на работещ блок 185 MWh;
- разполагаемост на предоставената мощност 94% (аварийност 6%);
- през периода дружеството очаква да предостави на ЕСО ЕАД един блок за студен резерв;
- дружеството планира да участва на регулиран пазар с два блока – с един блок целогодишно, а с втория от 1 ноември 2018 г. до 31 март 2019 г.;
- прогнозен разход на електрическа енергия за собствени нужди – 7,3%.

Дружеството посочва, че през месец февруари 2018 г. след извършване на текущ ремонт на блок № 6, са проведени 72-часови проби, целящи да покажат състоянието на блока. През пробния период на работа на блока, „ТЕЦ Варна“ ЕАД е произвеждала електрическа енергия с основно гориво природен газ, като дружеството посочва, че данните от това изпитание са единствените, които могат обективно да послужат за определяне на разходната норма на гориво на централата. „ТЕЦ Варна“ ЕАД прилага подробна справка за разход на природен газ за периода 26.02.2018 г. – 01.03.2018 г.

Дата	Количество от акта	Коефициент	Количество	Нисша/долна калоричност	Общо условно гориво
	MWh	kWh/m ³	хнм ³	kcal/m ³	туг
25.02.2018	1353.514	10.51808	128.68	8159	150.0
26.02.2018	7163.250	10.521064	680.85	8161	793.8
27.02.2018	8375.192	10.523102	795.89	8163	928.1
28.02.2018	7770.695	10.521455	738.56	8161	861.1
01.03.2018	604.93	10.521455	57.50	8161	67.0
Общо	25267.585		2401.472		2799.96

Специфичен разход на условно гориво за 1 MWh брутна електрическа енергия

Дата	Произведена брутна ел. енергия, MWh	Общо условно гориво, туг	СРУГ, туг/kWh
25.02.2018	17.2	150.0	
26.02.2018	1967.5	793.8	403.1
27.02.2018	2606.0	928.1	356.2
28.02.2018	2400.3	861.1	358.8
01.03.2018	186	67.0	357.0
Общо	7177.0	2799.96	390.1

Дружеството посочва, че използва електрическата енергия за собствени нужди от два източника – от трансформаторите на енергийните блокове и от трансформатори, захранвани от ЕСО ЕАД, като „ТЕЦ Варна“ ЕАД купува тази електрическа енергия като клиент на

свободния пазар. Дружеството е отчетло, че за периода на 72-часовите проби собствените нужди са в размер на 8,4%, в т.ч. 5,7% от трансформатора на генератор 6 и 2,7% закупени от свободния пазар. Дружеството не предвижда разход на гориво за пускови операции, тъй като за пуск ще се използва природен газ и прогнозната разходна норма за производство на електрическа енергия включва и разхода за пуск на енергийния блок.

„ТЕЦ Варна“ ЕАД посочва, че има сключен договор с „Булгаргаз“ ЕАД за доставка на необходимото количество природен газ. Цената на доставка, съгласно договора е регулираната цена, определена от КЕВР, като към нея допълнително се начисляват и таксите за пренос и достъп.

При формиране цената на електрическата енергия, за регулаторния период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. дружеството предвижда да бъдат емитирани и закупени 1 248 134 т. CO₂ емисии. Изчисленията се базират на прогнозираното брутно производство на електроенергия за същия период в размер на 2 153 440 MWh.

За регулаторния период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. дружеството предвижда да работи по планирано утвърдено щатно разписание от 380 души персонал по различните звена и длъжности, като разходите за заплати остават непроменени в сравнение с базисната година в размер на 8 013 хил. лв.

На база на извършена преоценка през 2018 г., стойността на дълготрайните активи за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е завишена със 7 964 хил. лв., в резултат на извършваните инвестиционни и ремонтни дейности на блокове 4 и 6 за модернизация на централата. Разходите за ремонт за регулаторния период са завишени на 23 000 хил. лв. в сравнение с базисната година.

Нормата на възвръщаемост, която „ТЕЦ Варна“ ЕАД е посочило в заявлението си, е в размер на 7,78% при 100% дял на собствения капитал.

5.2. В законоустановения срок не е постъпило становище от „ТЕЦ Варна“ ЕАД по приетия от КЕВР доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

5.3. Ценообразуващи елементи

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Варна“ ЕАД, се установи, че през 2017 г. централата не е функционирала и липсват обективни отчетни данни за базисната година, в резултат на което не е възможно да се извърши пълен анализ на предлаганите от дружеството стойности на отделните групи разходи. От представените отчетни данни за 2013 г. не е възможно да се оценят обективно предлаганите стойности на променливите разходи, в т.ч. и предлаганата разходна норма, тъй като централата до момента е използвала за основно гориво висококалорични антрацитни въглища, а от края на 2017 г. използва природен газ. В тази връзка предложените от дружеството разходна норма и размер на собствените нужди, базирани на резултатите от 72-часовите проби, съответно разходите за основно гориво са приети без корекции. Коригирани са разходите за CO₂ емисии от 28 687 хил. лв. на 21 970 хил. лв., като емитираните 1 248 134 т. CO₂ емисии са остойностени по цена от 9 €/тон.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 76 828 хил. лв. на 44 267 хил. лв., в резултат на:

- разходите за рекултивация на сгуроотвал Беглик чаир за периода 2015 г. – 2017 г. в размер на 12 283 хил. лв. не са признати, тъй като представляват неприсъщ текущ разход за новия регулаторен период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., в съответствие с издаденото ново комплексно разрешително на централата;

- разходите за ремонтни дейности са коригирани до отчетеното ниво на разхода през базисната година, тъй като представените в обосновката на дружеството дейности, за които се планира да бъдат разходвани, предполагат допълнителните разходи да се класифицират като инвестиционни, а не ремонтни;

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	1 996 240	1 996 240
2	Променливи разходи	хил. лв.	283 925	278 945
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	76 828	44 267
4	Възвръщаемост	хил. лв.	28 748	28 748
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	389 501	351 960
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	195,12	176,31

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Варна“ ЕАД е изчислена в размер на 176,31 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 351 960 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 996 240 MWh.

6. „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за производство на електрическата енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, утвърдена с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР е в размер на 70,03 лв./MWh, без ДДС.

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

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-21 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цени, дружеството е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 82,62 лв./MWh, без ДДС, която е формирана при следните условия:

- Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е 2 933 091 MWh. При определяне на количеството, НЕК ЕАД отчита факта, че с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. КЕВР признава разходи на обществения доставчик за закупуване на електрическа енергия за използване от ПАВЕЦ в помпен режим, необходима за затваряне на графика в Д-1, съответстваща на консумация от 372 000 MWh, а съгласно отчетните данни тази електрическа енергия е в размер на 479 747 MWh. При прогнозния баланс на обществения доставчик за следващия регулаторен период НЕК ЕАД предвижда консумация на ПАВЕЦ от 480 000 MWh, което съответства на произведена електрическа енергия в размер на 336 000 MWh. Това количество е прибавено към средногодишното производство за последните 11 години от ВЕЦ – 2 579 091 MWh;

- Условно-постоянните разходи са прогнозиран на базата на отчета за 2017 г., като е предвидено увеличение на елементите, върху които има влияние инфлацията;

- Дружеството обосновава прогнозираните по-високи с 1 948 хил. лв. разходи за ремонт за следващия регулаторен период с необходимостта от гарантиране безопасността и сигурността на съоръженията;

- Разходите за персонал са увеличени с прогнозния размер на инфлацията за следващата година;

- Разходите за безплатна храна са увеличени спрямо отчета за 2017 г., тъй като са обвързани с минималната работна заплата за 2018 г.;

- Разходите за амортизации са на нивото на отчета за базовата година;

- Останалите условно-постоянни разходи, пряко свързани с дейността по лицензията, са увеличени също с прогнозната инфлация;

- Променливите разходи са завишени с 2,2% спрямо отчетените през 2017 г.;

- НЕК ЕАД включва в цената на ВЕЦ и разходи за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 31 066 хил. лв. Дружеството аргументира тези разходи с факта, че в условията на балансиращ пазар НЕК ЕАД като обществен доставчик и координатор на виртуална балансираща група е длъжен да подава към ЕСО ЕАД балансиран

график на покупките и продажбите в Д-1, т.е. в деня на търговската сделка. Заявките за потребление на крайните снабдители и технологичните разходи в преносната и разпределителните мрежи имат силно модулиран профил. Според НЕК ЕАД е необходимо използването на ПАВЕЦ в помпен режим в часовете с минимални товари за недопускане на делегиран излишък в Д-1;

– Регулаторната база на активите е изчислена съгласно предварителния отчет за 2017 г. Използваната от дружеството норма на възвръщаемост (НВ) е в размер на 5,01%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 5,008%, и НВ на собствения капитал от 4,50%.

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

С писмо с вх. № Е-13-01-31 от 05.06.2018 г. НЕК ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

Дружеството изразява несъгласие с утвърдената цена на електрическата енергия от ВЕЦ, като в тази връзка посочва, че: в условно-постоянните разходи не е признато заявеното увеличение на разходите за безплатна предпазна храна, изчислени от дружеството в съответствие с действащата нормативна уредба (Наредба № 11 от 21.12.2005 г. за определяне на условията и реда за осигуряване на безплатна храна и/или добавки към нея) и колективния трудов договор (КТД), обвързани с минималната работна заплата, която е повишена от 01.01.2018 г.; предявените разходи за закупуване на енергия за използване от ПАВЕЦ в помпен режим, необходима за затваряне на графика в Д-1, отчитат законовото задължение на обществения доставчик от 01.07.2018 г. до влизане в сила на договорите за премии да продължи да изкупува по преференциални цени електрическата енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW, като НЕК ЕАД настоява разходите за закупена електрическа енергия от ПАВЕЦ да бъдат признати в размер на 19 827 хил. лв. Според дружеството в доклада липсват аргументи за причините, поради които не е приет приложеният от НЕК ЕАД начин на определяне на прогнозните количества електрическа енергия.

Комисията приема горните възражения за неоснователни. Приложимият по отношение на НЕК ЕАД метод за регулиране обвързва признатите разходи с отчетените такива през базисната година, съпоставени с утвърдените за предходния регулаторен период. В тази връзка Комисията преценява икономическата обосноваемост на предложените стойности на разходите и отражението им по отношение на гарантирането на експлоатационната дейност на централите.

КЕВР счита, че предложеният от НЕК ЕАД начин на определяне на прогнозните количества електрическа енергия не съответства на чл. 19 от НРЦЕЕ.

По отношение на претенциите за допълнителни разходи за закупена електрическа енергия от ПАВЕЦ, свързани със законовото задължение на обществения доставчик от 01.07.2018 г. до влизане в сила на договорите за премии да продължи да изкупува по преференциални цени електрическата енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW, аргументи са изложени по-долу в решението.

Допълнителните разходи, възникнали в резултат на преговори със синдикални организации и изменение на съществуващи договори, следва да се покриват от допълнителните приходи на дружеството от продажба на балансираща енергия и пикова енергия на свободния пазар.

6.3. 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 цени и в представения предварителен годишен финансов отчет на дружеството за 2017 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е коригирано в съответствие с разпоредбата на чл. 19, ал. 3 от НРЦЕЕ. Взето е под внимание високото производство от водноелектрически централи през първото полугодие на 2018 г., съпоставено с ниското такова през 2017 г., и с оглед осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, прогнозното количество нетна електрическа енергия е определено след извършен анализ на годишното производство на електрическа енергия за период от 12 години, в размер на 3 203 349 MWh.

– Разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски, социалните разходи, разходите за горива, канцеларски материали, работно облекло, застраховки, безплатна предпазна храна са признати на ниво отчет 2017 г.

– Променливите разходи са коригирани до отчетените нива през 2017 г.

– Разходите за закупена електрическа енергия от ПАВЕЦ са коригирани от 31 066 хил. лв. на 15 760 хил. лв. Следва да се има предвид, че съгласно последните изменения в ЗЕ (обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.) през следващия регулаторен период отпада задължението на обществения доставчик да изкупува над 50% от изкупуваната до момента електрическа енергия, произведена от ВЕИ и над 90% от изкупуваната до момента електрическа енергия от производители с комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Въпреки законовото задължение на обществения доставчик от 01.07.2018 г. до влизане в сила на договорите за премии или до изтичане на определеното от КЕВР нетно специфично производство да продължи да изкупува по преференциални цени електрическата енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW, предвид подготвяната промяна в Правилата за търговия с електрическа енергия, съгласно която графиците към обществения доставчик следва да се подават до 11.00 ч., НЕК ЕАД ще има възможност да предложи делегираните излишъци в Д-1 на пазара „ден напред“. В тази връзка закупената електрическа енергия, свързана с използването на ПАВЕЦ в помпен режим в часовете с минимални товари за недопускане на делегиран излишък в Д-1, следва да намалее значително. Предвид възможностите, които предлагат пазарите „ден напред“ и „в рамките на деня“, общественият доставчик следва да полага усилия за реализиране на тези излишъци на платформата на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД.

– Корекции по предложените стойности на регулаторната база на активите и нормата на възвръщаемост на капитала не са прилагани.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	2 933 091	3 203 349
2	Променливи разходи	хил. лв.	84 214	67 762
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	95 779	94 276
4	Възвръщаемост	хил. лв.	62 343	62 343
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	242 336	224 381
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	82,62	70,05

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, е изчислена в размер на 70,05 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 224 381 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 203 349 MWh.

IV. 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 разполагаемостта за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители. По този начин се гарантират количествата електрическа енергия, необходими на крайните снабдители за снабдяване по регулирани цени на обекти на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниво ниско напрежение, когато тези клиенти не се снабдяват от друг доставчик (чл. 93а, ал. 2 от ЗЕ).

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

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

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

С оглед на това, че определяната по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ на производителите разполагаемост за производство на електрическа енергия е обвързана с цените, по които общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители, както и с цените, по които крайните снабдители продават електрическа енергия на крайни клиенти, периодът, за който следва да бъде определена разполагаемостта, следва да съответства на ценовия период на тези цени – 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с вх. № Е-13-01-21 от 30.03.2018 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, вх. № Е-13-47-26 от 30.03.2018 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-49-6 от 30.03.2018 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-9 от 30.03.2018 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-3 от 02.04.2018 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-6 от 29.03.2018 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-34-3 от 30.03.2018 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД, вх. № Е-14-33-5 от 30.03.2018 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и вх. № Е-13-15-2 от 29.03.2018 г., допълнено с писмо с вх. № Е-13-15-2 от 25.04.2018 г., от „ТЕЦ Варна“ ЕАД. Използвана е и информация, постъпила с допълнително писмо с вх. № Е-13-77-3 от 28.03.2018 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД.

Въз основа на гореизложеното за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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:

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители

	Крайни снабдители, в т.ч.:	MWh	12 431 685
1	„ЧЕЗ Електро България“ АД	MWh	4 785 534
2	„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	MWh	4 572 461
3	„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	MWh	3 026 200
4	„ЕСП Златни пясъци“ ООД	MWh	47 490

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 33 501 348 MWh, от които 12 431 685 MWh за крайни клиенти на регулиран пазар.

Промените в структурата на потребление на електрическа енергия на регулирания пазар ограничават възможностите за участие на този пазар на всички производители, подали заявления за определяне на разполагаемост. Този извод се допълва и от факта, че задължително изкупуваната електрическа енергия от обществения доставчик покрива нуждите на регулирания пазар. Предвид горното е необходимо да се извърши оценка на производствените мощности, които трябва да се включат в разполагаемостта за производство на електрическа енергия. В 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.

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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., лв./MWh	Разлика в %
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	54,00	70,00	-22,86%
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	70,05	70,00	0,07%
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	76,99	70,00	9,99%
4	„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	106,96	70,00	52,80%
5	„ТЕЦ Марица 3“ АД	156,18	70,00	123,11%
6	„ТЕЦ Варна“ ЕАД	176,31	70,00	151,87%

Видно от изготвената таблица, КЕВР не следва да определя разполагаемост на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „ТЕЦ Варна“ 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 4 MW, електрическата енергия по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия, както и количеството, определено по реда на чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ. Предвид очакваната пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. в размер на 70,00 лв./MWh, е обосновано миксът на обществения доставчик да се допълва с електрическа енергия по цени близки или по-ниски от тези на пазара. Обратното би означавало, че на производителите с регулирани цени, по-високи от пазарните, се осигурява конкурентно предимство, тъй като продавайки на обществения доставчик на по-високи цени ще имат възможност да предлагат на свободния пазар количества на по-ниски цени от тези на останалите пазарни участници, което е в противоречие с принципите по чл. 23, т. 2 – т. 6 от ЗЕ. В тази връзка определянето на количества на ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД и разполагаемост на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е с оглед значително по-ниските цени на тези производители, спрямо предложените такива от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „ТЕЦ Варна“ ЕАД.

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

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 организирания борсов 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 централи в MWh	Общо	За регулиран пазар	За свободен пазар
1	„Ей И Ес ЗС – Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 500	2 209 550	946 950
2	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 593 886	4 134 497	459 389
3	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 4 MW	1 566 804	1 175 103	391 701
4	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, над 4 MW	828 647	0	828 647
5	Топлофикационни и заводски централи, под 4 MW	143 953	115 162	28 791
6	Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ	10 289 790	7 634 313	2 655 477
7	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	1 927 000	1 927 000	0
8	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 203 349	1 003 199	2 200 151
9	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 867 173	1 867 173	0
10	Общо количество енергия, реализирано от НЕК ЕАД	17 287 313	12 431 685	4 855 628

Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници над 4 MW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2017 г., като са взети предвид условията на § 68 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ. бр. 38 от 08.05.2018 г.).

Потреблението на клиентите на крайните снабдители ще бъде покривано с енергията от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД и от преобладаващата част от енергията по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ.

Предвид горните факти и обстоятелства и произтичащите от тях изводи, за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. се:

Определя разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която общественият доставчик да закупува електрическа енергия, както и количествата електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители, както следва:

1. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която е длъжно да сключва сделки по регулирани цени с обществения доставчик, съответстваща на нетна електрическа енергия в размер на 1 927 000 MWh;

2. На „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която е длъжно да сключва сделки по регулирани цени с обществения доставчик, съответстваща на нетна електрическа енергия в размер на 1 867 173 MWh;

3. На „Национална електрическа компания“ ЕАД количество електрическа енергия, с което да участва в покриване на потреблението на крайните снабдители, съответно от:

3.1. водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 1 003 199 MWh;

3.2. „ЕЙ И ЕС ЗС – Марица Изток 1“ ЕООД, съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 2 209 550 MWh;

3.3. „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 4 134 497 MWh;

3.4. производители на електрическа енергия от възобновяеми източници под 4 MW, в т.ч. малки водноелектрически централи, съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 1 175 103 MWh;

3.5. производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 4 MW (топлофикационни и заводски централи), съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 115 162 MWh.

4. Количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители – 12 431 685 MWh, от които:

- за „ЧЕЗ Електро България“ АД – 4 785 534 MWh;
- за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 572 461 MWh;
- за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 3 026 200 MWh;
- за „ЕСП Златни пясъци“ ООД – 47 490 MWh.

Утвърждават цени на електрическата енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и НЕК ЕАД за ВЕЦ, негова собственост, и съответно не следва да се утвърждават такива цени на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „ТЕЦ Варна“ ЕАД. В тази връзка цените на производители на електрическа енергия са както следва:

– АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 54,00 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 802 575 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 863 224 MWh.

– „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД – 76,99 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 619 234 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 8 043 340 MWh.

– НЕК ЕАД за електрическа енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – 70,05 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 224 381 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 203 349 MWh.

V. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР, е в размер на 107,71 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. цена за задължения към обществото – 37,25 лв./MWh, без ДДС. В подаденото

заявление с вх. № Е-13-01-21 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД не е предложило конкретна стойност на цената, по която дружеството, в качеството си на обществен доставчик, ще продава електрическа енергия на крайните снабдители.

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

- количествата електрическа енергия, необходими за крайните снабдители, са по представените прогнози от електроснабдителните, електроразпределителните дружества и ЕСО ЕАД, в размер на 12 431 685 MWh;

- количествата електрическа енергия, които общественят доставчик ще изкупува от производители на електрическа енергия от ВИ, са съгласно предоставените от дружествата прогнози, като е отразено и въвеждането на нови мощности. Новите мощности са на производители, присъединени само към електроразпределителните мрежи. При обвързване на покупките и продажбите на електрическа енергия са отразени количествата от ВЕИ, съответстващи на нетното специфично производство (НСП). Количества електрическа енергия над НСП са отразени само в месеца, в който ВЕИ достигат лимита си;

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

- общото количество електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, предназначено за регулирания пазар, е прогнозирано на нивото на определеното в Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. в размер на 3 100 527 MWh;

- количества електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД – 335 520 MWh за покриване потреблението на клиентите на крайните снабдители през зимните месеци от ноември до януари, когато потреблението на регулирания пазар е по-голямо;

- количествата електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД са на ниво от задължителното минимално количество за изкупуване по условията на СИЕ;

- количествата електрическа енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са на нивото на задължителните минимални количества за изкупуване по условията на СИЕ;

- компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ за следващия регулаторен период в размер на 3% от цената за енергия на обществен доставчик за регулирания пазар.

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

С писма с вх. № Е-13-01-31 от 05.06.2018 г. и вх. № Е-13-01-32 от 12.06.2018 г. НЕК ЕАД е представило становища по доклада и по проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., както следва:

1.1. По отношение на количествата електрическа енергия за реализация в страната

Дружеството счита прогнозата на потреблението на електрическата енергия за вътрешния пазар за надценена, тъй като не е отчетено обстоятелството, че през 2018 г. се отчита значителен спад на вътрешното потребление, който за петте месеца от началото на годината е 6,5%. По изчисленията на НЕК ЕАД, които се базират на отчета за последните четири години и съществуващата тенденция на намаление на продажбите в страната, прогнозните количества електрическа енергия възлизат на 33 174 087 MWh.

Комисията приема възражението за неоснователно. Възприетият от НЕК ЕАД подход за прогнозиране на количествата електрическа енергия за реализация в Р България като средна стойност от вътрешното потребление през последните четири години е неприложим. Този подход се използва при прогнозиране на производство на електрическа енергия от ВЕЦ, поради цикличността на смяната на дъждовни и сухи години. При потреблението на електрическа енергия обаче, следва да се отчете трендът през последните години, като се елиминират случайните и нетипични фактори, влияещи върху крайния резултат. При

изготвяне на прогнозата са анализирани данните за вътрешното потребление през 2014 г., 2015 г., 2016 г. и 2017 г., като е установен устойчив тренд на годишно повишение с между 0,7% и 1,9%, като през 2017 г. поради необичайните метеорологични условия през месеците януари и февруари повишението е в размер на 3,6%. Последното не е взето предвид, като за 2017 г. и 2018 г. консервативно са приложени коефициенти на повишение от 0,4%. Във връзка с гореизложеното аргументът, че през 2018 г. се отчита значителен спад на вътрешното потребление, който за петте месеца от началото на годината е 6%, е неотносим, тъй като анализът се базира на увеличеното потребление спрямо 2016 г. (което за първите 5 месеца бележи ръст с 2,62%).

1.2. По отношение на количествата електрическа енергия, определени за реализация от обществения доставчик

НЕК ЕАД възразява срещу определените количества на обществения доставчик за реализация на свободния пазар с мотива, че толкова големи количества никога не са били реализирани през предходните регулаторни периоди. Посочва, че докато прогнозата за необходимата електрическа енергия за крайните снабдителите и за технологични разходи е съобразена със заявлението на НЕК ЕАД, то количествата електрическа енергия, определени за свободния пазар, не са по заявлението, не са на база на анализи на изминали отчетни периоди, не са съобразени с тенденцията на намаление на продажбите, а са завишени с 1 047 354 MWh. Отбелязва, че съгласно отчета за изминалите 11 месеца при предложени от НЕК ЕАД на свободния пазар 3 533 GWh електрическа енергия са реализирани 1 433 GWh или едва 40% от предложените от дружеството количества.

Комисията приема възразението за неоснователно. Следва да се отбележи фактът, че дружеството е регистриран участник на борсовия пазар, където има възможност да реализира произведената и/или изкупената електрическа енергия, както и да изкупува електрическа енергия от производители с разнообразен профил, която би могла да се миксира по начин, който да съответства на профила на потребление на свободния пазар. Последното се доказва от реализираните от НЕК ЕАД над 1 млн. MWh с период на доставка основно до края на м. ноември на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД. Освен това общественият доставчик е основен продавач на платформите „ден напред“ и „в рамките на деня“. Не следва да се пренебрегва и обстоятелството, че съгласно чл. 100, ал. 4 от ЗЕ от 01.07.2018 г. операторите на преносната и разпределителните мрежи следва да купуват електрическата енергия за покриване на технологичните разходи от борсовия пазар, което ще доведе до значително увеличение на търсенето. По отношение на твърдението, че НЕК ЕАД е успяло да реализира едва 40% от предложените на пазара количества през последните 11 месеца, Комисията счита, че това обстоятелство е изцяло в компетенциите на мениджмънта на дружеството и се дължи на предлаганите на пазара цени, които към дадения момент не са съответствали на търсенето.

1.3. По отношение на компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“

НЕК ЕАД посочва, че при определянето на надценката за следващия регулаторен период не са отчетени два съществени фактора, повлияни от изменението на ЗЕ, а именно намалението на продажбите на обществения доставчик с 22% поради отпадане на задължението му да продава електрическа енергия за технологични разходи, както и намалението на средната покупна цена на електрическата енергия в резултат на ограничаване дела на изкупуваната от обществения доставчик електрическа енергия от ВИ и ВЕКП.

Дружеството отбелязва, че продължава да обслужва кредити, отпуснати от БЕХ ЕАД за оборотни средства, поради ликвидната криза, в която изпада в предходните години, основната причина за която е обстоятелството, че регулираните цени в няколко предходни регулаторни периода не покриват направените разходи за регулирана дейност и дружеството не е в състояние да генерира достатъчно парични средства за финансиране на дейността си. Според НЕК ЕАД през регулаторните периоди 2014-2015 г., 2015-2016 г. и 2016-2017 г. е натрупан недостиг за дейността „обществена доставка“ от 127 млн. лв. Предвид горното и за да се смекчат негативните последици от намалените продажби на регулирания пазар и

намалението на средната покупна цена, дружеството настоява компонентата за дейността по чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ да бъде определена в размер на максималната допустима стойност от 3%.

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

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

1.4. По отношение на цената на въглеродните емисии

НЕК ЕАД посочва, че разликата между отчетената среднопретеглена цена на емисиите за петте месеца на годината и тази, заложена в заявлението му, формира предопределена загуба от около 37 млн. лв. Според дружеството променените обстоятелства през последните месеци налагат при окончателното формиране на цените на електрическата енергия да се отразят актуалните към момента цени на въглеродните емисии.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Във връзка с определяне на прогнозната цена на разходите за емисии CO₂ е извършен анализ на постигнатата среднопретеглена цена на квотите на EEX⁷ (European Energy Exchange) за базисната 2017 г. в размер на 5,79 €/тон, както и динамиката на цените през първото тримесечие на 2018 г. През изминалата година ценовите нива на пазара са в диапазона от 4 €/тон до 8 €/тон, като на последния за 2017 г. търг постигнатата цена е в размер на 7,07 €/тон. През първото тримесечие на 2018 г. се наблюдава значително повишение на цените на пазара които варират от 7,79 €/тон до 12,37 €/тон, като среднопретеглената им стойност е в размер на 9,69 €/тон.

Основните причини за този скок са икономическият ръст в Европейския съюз, водещ до повишено търсене на електрическа енергия и ръстът в цените на фючърсите на петрола към ново най-високо ниво от ноември 2014-а година насам, което естествено се прехвърля и върху котировките на природния газ и електрическата енергия. В годишен аспект обаче, ако се използват историческите данни относно волатилността на цените, се очаква те да са в диапазона 8,40 €/тон – 13,60 €/тон. Предвид факта, че дружествата следва активно да управляват процеса по закупуване на емисии CO₂, купувайки през месеците с най-ниски цени за да минимизират разходите си, е икономически обосновано в променливите разходи на дружествата да се включат разходи, съответстващи на ниските нива на прогнозите. Пример за активно управление на разходите за CO₂ са именно „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, които предвиждат за периода 01.07.2018 – 30.06.2019 г. среднопретеглена цена на пазара на квоти в размер на 8,91 €/тон⁸.

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

НЕК ЕАД изразява несъгласие с непризнаването в цената за разполагаемост на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД на разходите за инвестицията за извършената SO₂ и NO_x Модернизация, тъй като капиталовата инвестиция за модернизацията се изпълнява в съответствие с изискванията на европейското законодателство и Закона за чистотата на

⁷ <http://www.eex.com>

⁸ Заявление с вх. № Е-13-01-21 от 30.03.2018 г. от НЕК ЕАД

атмосферния въздух по отношение на емисиите на SO₂ & NO_x и по смисъла на чл. 20.2 от СИЕ представлява промяна в законодателството, която налага тези разходи да се отразят в цените, съставляващи общото плащане по смисъла на Приложение № V. По-нататък посочва, че съгласно т. 5.9.3 от лицензия № Л-001-01 от 06.02.2002 г. в случаите, когато се налага промяна на цената в съответствие с чл. 20.1 и/или чл. 20.2 от СИЕ, лицензиантът трябва да поиска от Комисията утвърждаване на тази промяна, каквото искане вече е направено още в началото на м. март 2018 г.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. В тази връзка освен аргументите, изложени по-горе в решението, следва да се има предвид, че Споразумението за изменение от 07.03.2016 г. не предвижда механизъм, по който на НЕК ЕАД ще бъде възстановена заплатената от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД инвестиция за SO₂ и NO_x Модернизация, включително нормата на възвръщаемост, съобразена с начините и сроковете за заплащане на Общия размер на инвестицията.

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

Дружеството не е съгласно с непризнаването на предявените компенсации в размер на 12 484 хил. лв., свързани с постановени от КЕВР решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за изминали периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения, и не приема аргумента на Комисията, че тези разходи се компенсират от надвзети приходи от компонентата за енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство през предходния регулаторен период. В тази връзка подчертава, че лицензията на обществения доставчик не е само за покупка и продажба на електрическа енергия от комбинирано производство, а е лицензия за обществена доставка на електрическа енергия и вместо по недопустим начин избирателно да се използват определени фактори при аргументиране на отказа, следва да се извърши цялостен анализ на дейността на обществения доставчик, който да отчита и натрупания тарифен дефицит от 1 700 млн. лв. НЕК ЕАД подчертава, че и през текущия регулаторен период продължава натрупването на тарифен дефицит, като за десетте месеца от юли 2017 г. до април 2018 г. са отчетени около 90 млн. лв. некомпенсирани разходи на обществения доставчик за изкупуване на електроенергия по чл.93а от ЗЕ, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото:

хил. лв.

1	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия по чл.93а от ЗЕ	1 291 264
2	Приходи от Фонд „СЕС“ за намаление на цената за задължения към обществото	-207 580
3	Некомпенсирани разходи на ОД, които следва да се покрият от цена за задължения към обществото	1 083 684
4	Приходи от цена за задължения към обществото	993 426
5	Некомпенсирани разходи	90 258

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. В резултат на по-малкото изкупени количества електрическа енергия от комбинирано производство спрямо включените в цената за задължения към обществото, както и на по-високото от прогнозираното потребление, НЕК ЕАД е надвзела допълнителен приход, който напълно покрива претенциите на дружеството за компенсации, свързани с постановени от КЕВР решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за изминали периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения. Неотразяването на това обстоятелство представлява нарушение на принципите по чл. 23, чл. 24 и чл. 31 от ЗЕ.

Твърдението на НЕК ЕАД относно размера на натрупания през текущия регулаторен период тарифен дефицит е необективно. След проверка на данните е видно, че „некомпенсираните разходи в размер на около 90 млн. лв.“ се дължат на отстъпката от

цената за задължения към обществото съгласно ННТРЕВИ, за която обаче общественият доставчик е компенсиран от ФСЕС. Последното обстоятелство не е отразено в представената във възражението и описана по-горе справка.

1.7. По компенсирането на разходи за минали регулаторни периоди

НЕК ЕАД възразява срещу отказа на КЕВР да компенсира разходи за минали регулаторни периоди, възникнали в резултат на утвърдени ценови и регулаторни условия, като счита за формални аргументите на регулатора за необходимостта от извършване на проверка и анализ на исканията и липсата на механизъм. В тази връзка посочва, че:

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

- Не са необходими нови механизми за компенсиране на разходите, при наличието на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, чиято функция е *„управление на средствата за покриване на разходите, извършени от обществения доставчик, произтичащи от задълженията му по чл. 93а, определени с решение на комисията, включително за минали регулаторни периоди“*.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. По-горе в решението са представени мотиви относно невключването на предявените от обществения доставчик за възстановяване разходи от предходни регулаторни периоди. Допълнителен аргумент представлява и обстоятелството, че част от претендираните от дружеството разходи не следва да се класифицират като тарифен дефицит, тъй като са покрити от други приходи (изложеното по т.1.6.), в т.ч. приходи от свободен пазар (напр. част от непризнатите разходи, свързани със сключените СИЕ).

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

Поради свиване на дела на регулирания пазар, отпадане на задължението на обществения доставчик да продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните дружества за покриване на технологични разходи и предвид задълженията на НЕК ЕАД да изкупува произведената електрическа енергия от възобновяеми източници от производители с инсталирана мощност под 4 MW, от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от производители с инсталирана мощност под 4 MW и по СИЕ, както и поради факта, че тази енергия почти напълно покрива количествата електрическа енергия, заявени за продажба от крайните снабдители, е обосновано за следващия ценови период да се определят количества електрическа енергия, които НЕК ЕАД ще реализира както на регулирания пазар, така и на пазара по свободно договорени цени. Следва да се има предвид, че и към момента дружеството продава електрическа енергия от горните производители на свободния пазар и на балансиращия пазар.

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

- 12 431 685 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар;

- 4 855 628 MWh са предназначени за реализиране на борсовия пазар, като разликата между по-високите от пазарните цени (по които НЕК ЕАД изкупува електрическата енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ) и прогнозната пазарна цена се компенсира с плащания от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ на основание чл. 36б, ал. 1, т. 1 от ЗЕ.

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

Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик				
	ПОЗИЦИЯ	Прогноза за регулаторния период		Средна цена на електрическата енергия
		MWh	хил.лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	1 927 000	104 058	54,00
2	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 867 173	143 754	76,99
3	Производители в състава на НЕК ЕАД	1 003 199	70 274	70,05
4	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 209 550	393 471	178,08
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 134 497	475 868	115,10
6	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 4 MW	115 162	19 966	173,37
7	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 4 MW	1 175 103	370 518	315,31
8	Средна покупна цена на обществения доставчик	12 431 685	1 577 908	126,93

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

Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, са изчислени на база отчетни данни за производството за 2017 г.

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са съобразени с изменената разпоредба на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ, обн. ДВ. бр. 38 от 08.05.2018 г. и с Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. на КЕВР.

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

Компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ е формирана съгласно изискванията на разпоредбата на чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ, според която същата се определя в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството. Надценката е запазена на нивото, утвърдено с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР, в размер на 2,29% от средната покупна цена за енергия на обществения доставчик – 2,91 лв./MWh.

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

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

Формиране на миксовата цена за енергия за клиентите на регулирания пазар

ПОЗИЦИЯ	Регулиран пазар		Средна цена на енергията за регулиран пазар, след компенсиране от ФСЕС	
	MWh	хил. лв.	лв./MWh	
1	2	3	4	5
1	Производители в състава на НЕК ЕАД	1 003 199	70 274	70,05
2	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	1 927 000	104 058	54,00
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 867 173	143 754	76,99
4	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 209 550	154 669	70,00
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 134 497	289 415	70,00
6	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 4 MW	115 162	8 136	70,65
7	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 4 MW	1 175 103	85 030	72,36
8	Общо количество електрическа енергия, необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	12 431 685	855 336	68,80
9	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“			2,91
10	Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (p.8+p.9)			71,71

Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е 71,71 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 2,91 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 891 476 хил. лв. и енергия – 12 431 685 MWh.

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-13-41-33 от 30.03.2018 г. и заявление с вх. № Е-13-41-34 от 30.03.2018 г.

1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление с вх. № Е-13-41-33 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цени ЕСО ЕАД е предложило цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 11,05 лв./MWh, без ДДС, и цена за достъп до електропреносната мрежа от 1,62 лв./MWh, без ДДС.

Със заявление с вх. № Е-13-41-34 от 30.03.2018 г. дружеството предлага цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, в размер на 3,02 лв./MWh.

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

Цени	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г. (лв./MWh)	Изменение, %
Цена за достъп до електропреносната мрежа	1,09	1,62	48,62%
Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	8,15	11,05	35,58%
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	6,68	3,02	- 54,79%

1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.1.1. Прогнозни количества електрическа енергия, доставена за продажба на територията на страната – 33 080 000 MWh и за износ съответно 6 000 000 MWh. Общото количество, на база на което дружеството ще реализира приходи, е 39 080 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната и за износ, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 27 472 хил. лв., в т.ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 9 526 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 5 049 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 5 533 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 829 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 6 536 хил. лв.;

1.1.3. Разходи за студен резерв – 56 940 хил. лв., във връзка със заповед № Е-РД-16-124 от 23.03.2018 г. на министъра на енергетиката, с която е утвърдена за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. средногодишна стойност на студения резерв от 650 MW, което представлява повишение със 150 MW (13 140 хил. лв.), спрямо предходния регулаторен период;

1.1.4. Разходи за резерв за услуги – 17 520 хил. лв. (200 MW средногодишно);

1.1.5. Регулаторна база на активите – 37 693 хил. лв.;

1.1.6. Норма на възвръщаемост – 3,33%;

1.1.7. Приходи от предоставяне на преносна способност – 40 000 хил. лв.

1.2. 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:

1.2.1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 39 080 000 MWh;

1.2.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 281 688 хил. лв., в т.ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 79 711 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 42 247 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 92 497 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 25 388 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 41 844 хил. лв.;

1.2.3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 94 354 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос и остойностени по цените, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР;

1.2.4. Регулаторна база на активите – 1 973 020 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал (НОК) в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания – 35 443 хил. лв.;

1.2.5. Норма на възвръщаемост – 3,33%;

1.2.6. Приходи от реактивна енергия – 10 000 хил. лв.

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

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.3.1. Разходи за осигуряване на допълнителен резерв – 8 760 хил. лв.;

1.3.2. Норма на възвръщаемост – 3,33%;

1.3.3. Регулаторна база на активите – 1 095 хил. лв.;

1.3.4. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена от ФЕЦ и ВяЕЦ – 2 915 000 MWh.

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

С писмо с вх. № Е-13-41-62 от 01.06.2018 г. ЕСО ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

По отношение на цената за достъп до електропреносната мрежа

Дружеството възразява срещу извършената корекция, въз основа на която условно-постоянните разходи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа, се намаляват с 5 428 хил. лв. В тази връзка са посочени следните аргументи:

– Разходите за заплати, социални осигуровки и социални разходи представляват задължение на ЕСО ЕАД по силата на подписан КТД с всички синдикални организации в отрасъл „Енергетика“, както и отчитат нарастването на минималната работна заплата за страната;

– Разходите за ремонт, профилактика и поддръжка са определени на база разработени и утвърдени в дружеството ремонтна програма и програма за профилактика и поддръжка на електропреносната мрежа за 2018 г., одобрени от управителния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 30 от 14.12.2017 г.;

– Разходите за горива, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи, вода и отопление и охрана на труда са пряко свързани с дейността на оператора;

– Разходите за обучение и квалификация и разходите за командировки са свързани с реализиране на инвестиционни проекти, за които обучението на специалистите е задължителна част от изграждането и правилното функциониране на обектите;

– Разходите за информационни услуги имат за цел да следят развитието на информационните технологии за повишаване ефективността на гарантиране и управление на електроенергийната система;

– Разходите за членски внос са увеличени поради факта, че през 2018 г. дружеството дължи по-висок членски внос в Европейската организация на системните оператори за пренос на електроенергия (ENTSO-E), както и във връзка с членството на ЕСО ЕАД в работни групи по проекти IGCC, PICASSO, MAR\ TERRRE съгласно изискване на Регламент № 2017/2195 от 23.11.2017 на Европейския парламент и на Съвета.

– Разходите за делегации и международни прояви, безплатна предпазна храна и стипендии от една страна са признати разходи в сега действащата цена за достъп и от друга не са елемент на разходите, включени в чл. 11, ал. 2 от НРЦЕЕ;

– Разходите за междооператорско компенсиране при взаимно използване на мрежите са по-високи предвид очаквания ръст на износа, което ще доведе до по-високи компенсации по ИТС Механизма, както и поради включването на сумата в размер на 30 052,61 €, дължима от страна на ЕСО ЕАД във връзка с преизчисленията за всички държави по ИТС Механизма относно възникнал казус при прилагане на ИТС Споразумението със Svenska Kraftnät (Швеция) и становището на КЕВР, че тези разходи трябва да бъдат предявени от ЕСО ЕАД със заявлението за утвърждаване на цени.

Дружеството не е съгласно с увеличението на размера на приходите от предоставяне на преносна способност по междусистемните електропроводи за поевтиняване на цената за достъп, като в тази връзка отново посочва, че очаква те да са в размер на 40 000 хил. лв. Според ЕСО ЕАД тази сума съставлява 97,1% от очакваните общо приходи от трансгранична преносна способност, докато останалите 2,9% от ще бъдат използвани за поддържане или увеличаване на междусистемните капацитети чрез мрежови инвестиции, по-специално в нови междусистемни електропроводи. ЕСО ЕАД възнамерява да използва тези приходи за постигане на целите по чл. 16, § 6 от Регламент (ЕО) № 714 от 2009 г. на Европейския парламент и на Съвета. Отбелязва също, че съгласно Предложение за Регламент на Европейския парламент и на Съвета относно вътрешния пазар на електроенергия от 20 декември 2017 г. (док. 15879/17, COD 2016/0379), чл. 17, § 2: „Всички приходи от разпределението на междусистемен капацитет се използват за следните цели: а) гарантиране на действителната наличност на разпределения капацитет, включително обезщетение за гарантираност; б) поддържане или увеличаване на междусистемните капацитети чрез мрежови инвестиции, по-специално в нови междусистемни електропроводи и вътрешни електропроводи, които са изброени в десетгодишния план за развитие на мрежата на ЕМОПС за електроенергия, като имащи значение за намаляване на претоварването на електропроводите“.

ЕСО ЕАД изразява несъгласие с аргументите за увеличение с 945 348 MWh на количеството електрическа енергия за износ. В тази връзка посочва, че направените прогнози относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната и за износ за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., върху което се начисляват цените за достъп до и пренос през електропреносната мрежа, са разработени по следния начин:

– Данните за brutното електропотребление от предходните години се нормализират към нормални месечни температури, при което се определя среден тренд на изменение в % и се прогнозира brutното електропотребление за периода;

– На база съгласуваната ремонтна програма на централите за 2018 г., средната им аварийност, ангажираните диапазони за допълнителни услуги, средния коефициент на натоварване в сезонен и денонощен разрез, както и прогнозната работа на ПАВЕЦ в помпен режим (ползвайки тренда от последните години), се определят прогнозното brutно електропроизводство, респ. възможностите/прогнозата за износ (изключвайки прогнозното електропроизводство от ВЕИ), отчитайки че цените на произведената електроенергия в България са конкурентни за региона. Разликата с 2017 г. по отношение на износа се дължи на ограничаването му през месеците януари и февруари вследствие екстремните зимни температури, които обаче не са релевантни като база за прогнозирането, което се извършва при нормални метеорологични условия (на този етап от развитието на метеорологията липсват прогнози с приемлива достоверност над 3 дни). Поради изложеното, прогнозният износ за 2018 г. е близък до реализирания през 2016 г., а не до този от 2017 г.;

– Тъй като горната точка касае brutното електропроизводство, т.е. включва прогнозиран износ, собствени нужди, загуби в преносната мрежа и ПАВЕЦ в помпен режим, то на база съгласуваната ремонтна програма на централите за 2018 г., средната им аварийност, ангажираните диапазони за допълнителни услуги, средния коефициент на натоварване в сезонен и денонощен разрез се извършва привеждане към нетно електропроизводство, отчитайки изменението на собствените нужди;

- Към прогнозното нетно електропроизводство се прилага коефициент от 2,31% за технологични разходи по преноса;

- От прогнозното нетно електропроизводство са извадени прогнозните разходи по преноса, прогнозният износ и прогнозната работа на ПАВЕЦ в помпен режим, при което се получава прогнозното вътрешно електропотребление, върху което се начисляват цените достъп и пренос.

Дружеството намира за необосновано намалението на нормата на възвръщаемост на капитала от 3,33% на 3%.

По отношение на цената за пренос през електропреносната мрежа

ЕСО ЕАД счита, че извършената корекция на разходите за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по пренос нарушава принципите, заложили в чл. 31, т. 1 от ЗЕ – цените да са недискриминационни, основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин, с мотива, че определената му прогнозна пазарна цена е с 5,1% по-ниска от тази на електроразпределителните дружества. В тази връзка изтъква, че типът на мрежата е определящ само и единствено по отношение на количеството електрическа енергия, необходима за покриване на технологичните разходи по пренос, но не и по отношение на цената, по която се закупува тази електрическа енергия, което се потвърждава и от факта, че към настоящия момент съгласно действащата нормативна уредба, енергията за покриване на технологичните разходи по пренос се заплаща по една и съща цена от всички оператори на мрежи. Предвид изложеното настоява операторите на мрежи да бъдат обединени в една и съща група, към която да бъдат приложими едни и същи групови коефициенти, водещи до определянето на една и съща прогнозна пазарна цена за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по преноса. В допълнение отбелязва, че корекцията е извършена без да е увеличено количеството електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по пренос предвид по-високото количество електрическа енергия за износ.

Дружеството изразява несъгласие с намалението с 40 488 хил. лв. на условно-постоянните разходи, формиращи цената за пренос, със следните мотиви:

- По отношение разходите за амортизации е приложен подходът, който е използвал КЕВР при утвърждаването на сега действащата цена за пренос, а именно разходите за амортизации да са на нивото на необходимите средства, които следва да обезпечат инвестиционната програма за регулаторния период;

- Разходите за заплати, социални осигуровки и социални разходи представляват задължение на ЕСО ЕАД по силата на подписан КТД с всички синдикални организации в отрасъл „Енергетика“, както и отчитат нарастването на минималната работна заплата за страната;

- Разходите за ремонт и поддръжка са на база разработени и утвърдени в дружеството ремонтна програма и програма за профилактика и поддръжка на електропреносната мрежа за 2018 г., одобрени от УС на ЕСО ЕАД с Протокол № 30 от 14.12.2017 г.;

- Разходите за канцеларски материали, материали за текущо поддържане, местни данъци и такси, проверка на уреди, експертни и одиторски разходи, вода и отопление, охрана на труда, други външни услуги и данъци, удържани по ЗКПО, са пряко свързани с дейността на оператора;

- Разходите за работно облекло са съобразени с изискванията на действащия в дружеството КТД, Приложение „Списък на работници и служители, имащи право на работно облекло, вид на работното облекло и срок за неговото износване“ и отчитат обстоятелството, че през 2018 г. на работниците и служителите от дружеството се полагат едновременно зимно и лятно работно облекло;

- Разходите за въоръжена и противопожарна охрана са съобразени с увеличението на минималната работна заплата за страната от 460 лв. на 510 лв., считано от 01.01.2018 г., тъй

като действащите договори за извършване на охранителни услуги на обектите са обвързани с минималната работна заплата на брой охранител;

- Разходите за командировки, обучение и квалификация са свързани с реализиране на инвестиционни проекти, за които обучението на специалистите е задължителна част от изграждането и правилното функциониране на обектите;

- Разходите за информационни услуги са прогнозираны във връзка с изпълнение на една от значимите цели на дружеството за внедряване на нови информационни технологии с цел оптимизиране на присъщите разходи, включващи поддържане на GPS контрол на моторните превозни средства, IP свързаност с подрайоните на мрежовите експлоатационни райони и абонаментна поддръжка на SAP лицензи;

- Разходите за достъп до чужди съоръжения са увеличени във връзка с новата висока стойност на активите на „Мини Марица изток“ ЕАД, на база на които се определя годишната цена за достъп през техните съоръжения, поради извършени ремонт и реконструкция на подстанции „Изток“ и „Георги Михайлов“, и монтирана оптика на електропроводи „Ковачево“, „База“ и „Сотиров“, както и във връзка с получено в ЕСО ЕАД искане от ВМВ Метал за увеличение стойността на активите, участващи в преноса и доставката на електрическа енергия до трети лица, по направена експертна оценка;

- Разходите за безплатна предпазна храна са обвързани с промяната на минималната работна заплата в страната;

- Разходите за наука са предвидени на база план на ЕСО ЕАД за научно-приложни изследвания, които имат за цел да следят развитието на информационните технологии за повишаване ефективността на гарантиране и управление на електроенергийната система;

- Разходите за представителни цели за делегации, съвещания и международни прояви са признати разходи в сега действащата цена за достъп и не са елемент на разходите, включени в чл. 11, ал. 2 от НРЦЕЕ.

ЕСО ЕАД възразява срещу увеличението с 945 348 MWh на количеството електрическа енергия за износ, като препраща към аргументите си, изложени по-горе.

Дружеството не е съгласно с увеличението на приходите от реактивна енергия, като отново обръща внимание, че заявеното ниво на тези приходи е съобразено с:

- Предвидените в НРЦЕЕ санкции за ползвателите на мрежата и електроразпределителните дружества, които работят с нисък cos φ, които ги принуждават да си монтират съответните компенсиращи устройства;

- Променения алгоритъм за изчисляване на използваната/отдадената реактивна енергия;

- Отчетения средномесечен приход за периода май 2017 – април 2018 г. в размер на 1115 хил. лв.

По отношение на регулаторната база на активите дружеството счита, че без мотиви и в нарушение на НРЦЕЕ не е призната балансовата стойност на ДНМА, пряко свързани с дейността по лицензията, в размер на 3 708 хил. лв.

Според ЕСО ЕАД НОК е произчислен на стойност 30 772 хил. лв., което означава, че утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност са намалени с 20 000 хил. лв., за които няма никаква икономическа логика и обосновка.

Дружеството намира за необосновано намалението на нормата на възвръщаемост на капитала от 3,33% на 3%, като препраща към изложените по-горе мотиви.

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

С цел по-голяма и навременна събираемост на вземанията за цената за достъп до електропреносната мрежа от производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на

електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електроразпределителните мрежи, дружеството предлага при постановяване на окончателното решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ да се регламентира механизъм за заплащане на тази цена, който е приложим и към момента, а именно „Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.“

Комисията приема за основателни възраженията относно балансовата стойност на ДНМА и стойността на необходимия оборотен капитал, както и относно цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, като извършените корекции са отразени по-долу в решението.

Останалите възражения Комисията приема за неоснователни. По отношение на условно-постоянните разходи и разходите, пряко свързани с лицензионната дейност, приложимият спрямо ЕСО ЕАД метод за регулиране обвързва признатите разходи с отчетените такива през базисната година, съпоставени с утвърдените за предходния регулаторен период, като Комисията преценява икономическата обосноваемост на предложените стойности на разходите и отражението им по отношение на гарантирането на експлоатационната дейност на дружеството. В тази връзка корекциите са извършени до отчетените нива на съответната група разходи през базисната година. Допълнителните разходи, възникнали в резултат на преговори със синдикални организации и изменение на съществуващи договори, следва да се покриват от допълнителните приходи на дружеството, както и от оптимизации на разходи. Неосновани са поисканите увеличения на условно-постоянните разходи на дружеството, тъй като при сравнение на условно-постоянните разходи на операторите на преносни мрежи от региона е видно, че тези на ЕСО ЕАД са значително по-високи от тези на останалите оператори, без дори да се отчита фактът, че в някои страни (напр. Гърция) нивата на работните заплати са по-високи от тези в България.

Относно размера на приходите от предоставяне на преносна способност по междусистемните електропроводи за поевтиняване на цената за достъп, Комисията счита, че представената от ЕСО ЕАД прогноза е силно занижена. Към настоящия момент интересът на търговците към износ на електрическа енергия е изключително засилен, поради разликите в цените на форуърдните продукти на БНЕБ ЕАД и регионалните борси, като цените на месечните капацитети са в пъти по-високи спрямо предходната година (за м. юли 2018 г. на граница България – Гърция е постигната цена от 15,27 €/MWh при 7,72 €/MWh през м. юли 2017 г., а на България – Сърбия 13,06 €/MWh при 3,57 €/MWh през м. юли 2017 г.).

По отношение на прогнозата за износ на електрическа енергия са относими горните аргументи. Следва да се има предвид, че въпреки сравнително ниските цени в региона през първото тримесечие, износът за периода януари – май 2018 г. бележи ръст с около 4% спрямо 2016 г. и с около 22% спрямо 2017 г.

Комисията счита за неоснователно твърдението на ЕСО ЕАД, че в нарушение на регламентирания в чл. 31, т. 1 от ЗЕ принцип на дружеството е определена прогнозна пазарна цена с 5,1% по-ниска от тази на електроразпределителните дружества. Цената е определена съгласно разпоредбите на Раздел IIIа от НРЦЕЕ, въз основа на предоставените от ЕСО ЕАД с писмо с вх. № Е-13-41-18 от 05.02.2018 г. отчетни данни относно валидираните графици през 2017 г., като същите са използвани за определяне на цените на електроразпределителните дружества. Следва да се отбележи, че разликите се дължат на товаровия профил на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на преносната мрежа, в който влизат и непланираните обмени със съседните оператори, който не съвпада с тези на разпределителните мрежи, като логично този факт води и до разлика в цената.

По отношение на приходите от реактивна енергия следва да се отбележи, че изложените от дружеството аргументи са ирелевантни по отношение на утвърдените в

настоящото административно производство необходими годишни приходи и цени, които ще бъдат прилагани през регулаторния период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., през който са в сила разпоредбите на НРЦЕЕ.

3. Ценообразуващи елементи

3.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 39 080 000 MWh на 40 025 348 MWh. Прогнозата на дружеството за износа на електрическа енергия с произход България е необоснована и подценена с оглед повишаващите се цени в съседните пазарни зони и обстоятелството, че като резултат от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ. бр. 38 от 08.05.2018 г.) значително количество електрическа енергия ще се търгува на борсовия пазар. Към настоящия момент на унгарската борса HUDEX цените на фючърсите за 2019 г. бележат значителен ръст, което увеличава интереса на износителите към електрическата енергия с произход България. В потвърждение на този извод е фактът, че последните сделки на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД (описани в т. I) за 2 191 024 MWh са сключени между „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и основно търговци на електрическа енергия за експорт.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 27 472 хил. лв. на 22 044 хил. лв., тъй като разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски и социалните разходи, разходите за горива, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи, вода и отопление, охрана на труда, командировки, информационни услуги, обучение и квалификация, членски внос са запазени на ниво отчет през базисната година. От структурата на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са изключени заявените разходи за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на мрежите, тъй като срещу този разход операторът получава и приходи, които го компенсират. Не са признати разходите за безплатна храна, делегации и международни прояви и стипендии. Извършена е и корекция на предложените от дружеството приходи от продажба на преносна способност (капацитети) в съответствие с отчетените през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ НОК е преизчислен на 11 371 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. В тази връзка стойността на РБА е в размер на 37 217 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е коригирана на 3%.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ Комисията следва да определи за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за студен резерв въз основа на тръжна процедура. В тази връзка са отчетени параметрите на Заповед № Е-РД-16-124 от 23.03.2018 г. на министъра на енергетиката, както и постигнатите нива на цените на провежданите търгове за закупуване на разполагаемост за студен резерв през настоящия ценови период. Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа, е както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Разходи за студен резерв	хил. лв.	56 940	56 940
2	Разходи за резерв за услуги	хил. лв.	17 520	17 520
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	27 472	22 044
4	Възвръщаемост	хил. лв.	1 256	1 117
5	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-40 000	-42 000
6	Необходими приходи за достъп до електропреносната мрежа	хил. лв.	63 188	55 621
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	39 080 000	40 025 348
8	Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	1,62	1,39

2.2. Цена за пренос през електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 39 080 000 MWh на 40 025 348 MWh, във връзка с изложеното в т. 2.1.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 281 688 хил. лв. на 224 340 хил. лв., тъй като разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски и социалните разходи, разходите за ремонт и поддръжка, разходите за работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, експертни и одиторски разходи, вода и отопление, охрана на труда, командировки, информационни услуги, други външни услуги, обучение и квалификация, данъци, удържани по ЗКПО и разходите за достъп през чужди съоръжения са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за представителни цели са извадени от структурата на разходите, а разходите за безплатна храна са включени на ниво отчет 2016 г. Разходите за амортизации са преизчислени от 92 497 хил. лв. на 53 770 хил. лв. чрез прилагане на коефициент, отразяващ стойността на активите преди преоценка върху амортизационната квота.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, в изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ НОК е преизчислен на 33 352 хил. лв. или 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

Регулаторната база на активите на ЕСО ЕАД, като правоприемник на дейността „пренос на електрическа енергия“ от 04.02.2014 г., е коригирана със 712 601 хил. лв. във връзка с преоценка на активите, извършена от НЕК ЕАД през 2010 г. Необосновано е операторът на електропреносната мрежа да реализира възвръщаемост върху активи, чиято стойност не е в резултат на извършени инвестиции, а на счетоводна преоценка. Предвид гореизложеното стойността на РБА е призната в размер на 1 258 328 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е коригирана на 3%.

Приходите от реактивна енергия са запазени на нивото, включено в Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г., тъй като отчетните данни за базисната година не кореспондират с реалната стойност на тези приходи през следващия регулаторен период, предвид влизането в сила на НРЦЕЕ на 24.03.2017 г.

Технологичните разходи по преноса на електрическа енергия са остойностени по 73,13 лв./MWh в съответствие с определената по-горе прогнозна пазарна цена, към която е прибавена цената за задължения към обществото.

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

Цена за пренос през електропреносната мрежа				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	281 688	224 340
2	Възвръщаемост	хил. лв.	65 767	37 750
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	94 354	96 255
4	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	MWh	876 000	876 000
5	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-10 000	-20 000
6	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	431 809	338 345
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	39 080 000	40 025 348
8	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	11,05	8,45

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

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

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

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

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

управление на ЕЕС и се отнасят към дейността по цялостно управление и администриране, т.е. и от дейността на производителите на електрическа енергия от ВИ.

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

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

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

В цената за достъп на ЕСО ЕАД по т. 2.1. не са включени разходи за допълнителен резерв за балансиране на инсталираните мощности с динамично променяща се генерация. Размерът на тези разходи е определен въз основа на анализ на необходимостта от допълнителни резервни мощности, които да балансират динамично променящата се генерация от производители на електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия, изчислени на базата на:

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

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

В регулаторната база на активите е включен единствено необходимият оборотен капитал, който според чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ е изчислен в размер на 1/8 от утвърдените парични разходи. Нормата на възвръщаемост е коригирана на 3%.

Ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично

променяща се генерация, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, са представени в следващата таблица:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв	хил. лв.	8760	8 760
2	Възвръщаемост	хил. лв.	36	33
3	Необходими приходи	хил. лв.	8 796	8 793
4	Прогнозни количества	MWh	2 915 000	2 915 000
5	Цена за достъп	лв./MWh	3,02	3,02

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

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 1,39 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 55 621 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната и за износ 40 025 348 MWh.

2. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 8,45 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 338 345 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната и за износ 40 025 348 MWh.

3. Цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 3,02 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 8 793 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 2 915 000 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.

VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-34 от 30.03.2018 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-262-18 от 30.03.2018 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-16 от 30.03.2018 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-13-09-8 от 02.04.2018 г., с което е предоставена прогнозна информация за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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. Приложим метод за регулиране

За дружествата, получили лицензия за дейността „разпределение на електрическа енергия“, Комисията с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. е утвърдила, считано от 01.08.2015 г., приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“ и регулаторен период с продължителност 3 години, който изтича на 30.06.2018 г. В тази връзка за тези дружества Комисията съгласно чл. 3, ал. 7 от НРЦЕЕ следва да определи приложимия метод за регулиране за следващия регулаторен период, като се ръководи от принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ.

По отношение на енергийните предприятия, които осъществяват дейността „разпределение на електрическа енергия“, от 2005 г. КЕВР прилага метод за ценово регулиране „горна граница на приходи“, като цените за достъп и за пренос на електрическа енергия до/през електроразпределителните мрежи са утвърждавани при регулаторни периоди с продължителност, както следва: тригодишен (2005-2008 г.), петгодишен (2008-2013 г.), двугодишен (2013–2015 г.) и тригодишен (2015-2018 г.).

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години, като след проведен регулаторен преглед Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ.

Регулаторната практика в Европа показва, че с оглед спецификата на дейността „разпределение на електрическа енергия“ най-подходящият метод за регулиране на цените за достъп и за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи е методът „горна граница на приходи“. При този метод на регулиране енергийните дружества са мотивирани да работят по-ефективно, тъй като имат възможност да реализират допълнителна възвръщаемост, ако постигнат определените от регулатора целеви показатели. Посоченият метод насърчава бизнес активността и повишава ефективността на работа на регулираните дружества, тъй като е свързан с определяни от регулатора показатели за качество и критерии за изпълнението им. Последното е инструмент за осъществяване на регулаторна политика в защита на интересите на клиентите, тъй като необходимите приходи на енергийните предприятия за всеки ценови период се коригират в зависимост от изпълнението на показателите за качество на енергията, качество на обслужването през предходната година и с отчетените инвестиции. Основната цел на регулирането на цените чрез метода „горна граница на приходи“ е създаването на стимули за енергийните предприятия да намаляват своите разходи. Това се постига чрез определяне на приходи, респективно цени, които енергийното предприятие следва да получава за период от няколко години, независимо от размера на разходите, които прави през този период. В тази връзка стимулите предоставят на регулираното предприятие възможност да управлява свободно доходността от дейността си по време на определения регулаторен период. Утвърждаването на необходимите годишни приходи за дейността за първата година от регулаторния период и тяхното изменение само с корекционните фактори през останалите ценови години на регулаторния период осигурява по-голяма прогнозируемост и инвестиции, насочени към постигане на целевите показатели, които да гарантират оптимизиране на разходите и подобряване ефективността на работата на дружествата.

При отчитане на горните аргументи, с оглед осигуряване на устойчивост на ценовото регулиране и предвид принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ е обосновано по отношение електроразпределителните дружества да бъде продължено ценовото регулиране чрез метода „горна граница на приходи“. В тази връзка при определяне на продължителността на следващия регулаторен период на тези дружества следва да бъдат взети предвид обстоятелствата: по-продължителен срок на регулаторния период би довел до по-голяма стабилност и прогнозируемост за електроразпределителните дружества и за крайните клиенти. От друга страна, по-кратък регулаторен период ще създаде възможност Комисията да провежда по-ефективен контрол върху електроразпределителните дружества по

отношение на извършените разходи за осъществяване на лицензионната дейност по вид, обем и стойност, обема на извършените инвестиции, както и да прави оценка на постигнатия икономически ефект и влиянието му върху ефективността на работа и показателите за качество, изменението на потреблението на електрическа енергия, влиянието на промените в икономическите условия в страната и др.

С оглед гореизложеното е обосновано следващият регулаторен период за електроразпределителните дружества да бъде с продължителност 3 години. По този начин се балансират стимулите на електроразпределителните дружества и рисковете, произтичащи от по-продължителен регулаторен период, както за дружествата, така и за крайните клиенти.

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

В изпълнение на разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ е проведен регулаторен преглед, въз основа на който да бъдат утвърдени цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за първата година от петия регулаторен период.

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

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

$$НП = P + (РБА * НВ),$$

където:

НП – необходими годишни приходи;

P – годишните разходи за дейността по лицензията;

РБА – признатата от Комисията регулаторна база на активите;

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

След анализ на постигнатите резултати от електроразпределителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 2017 г. – 2018 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи за първия ценови период от новия регулаторен период да бъде приложен единен подход, както следва:

2.1. Експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“

Предложените от дружествата разходи в тази група са признати на ниво отчет от базисната година. Допълнителна индексация на оперативните разходи не е прилагана, тъй като както за предходния, така и за настоящия регулаторен период в регулаторната база на активите, както и в амортизационните разходи са включени значителни средства за инвестиции, които освен за подобряване качеството на предлаганата услуга, следва да се използват за увеличаване ефективността на електроразпределителните дружества, което ще доведе до намаляване на оперативните им разходи.

2.2. Технологични разходи при разпределение на електрическа енергия

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ Комисията определя максимални размери на технологичните разходи на електрическа енергия, които могат да бъдат признати при ценовото регулиране при разпределение на електрическа енергия. С Решение № Ц-27 от

31.07.2015 г., Комисията е приела допустими нива на технологичните разходи за четвъртия регулаторен период на електроразпределителните дружества, както следва:

- „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 8%;
- „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 8%;
- „Електроразпределение Север“ АД – 9%;
- „Електроразпределение Златни пясъци“ АД – 5%.

При определянето на пределните стойности на технологичните разходи, Комисията анализира статистическа информация за технологичните разходи на всяко енергийно дружество и тенденцията за намаляването им, като се взема предвид размерът на инвестициите, направени за намаляване на технологичния разход. Отчитат се и възможностите за намаляване на технологичните разходи в резултат на реализиране на одобрените от Комисията инвестиции за всяко енергийно предприятие.

Отчетните данни за технологичните разходи по преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи за четвъртия регулаторен период са представени от електроразпределителните дружества и са следните:

Дружество	Базисна година 2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Изменение начало край на рег. период
„ЧЕЗ Разпределение България“ АД	11,59%	11,69%	11,53%	10,35%	- 1,24%
„Електроразпределение Юг“ ЕАД	10,12%	9,47%	8,72%	8,02%	- 2,10%
„Електроразпределение Север“ АД	13,08%	12,08%	11,03%	10,02%	- 3,06%

За регулаторния период 2015 г. – 2017 г. дружествата отчитат намаление на технологичните разходи спрямо базисната 2014 г., както следва: „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с 1,24%; „Електроразпределение Юг“ ЕАД с 2,10%; „Електроразпределение Север“ АД с 3,06%.

Следва да се отбележи, че отчетните данни за технологичните разходи по преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи за четвъртия регулаторен период се изчисляват на база на реално измерените и изчислени количества електрическа енергия, за които дружествата заплащат цена за задължения към обществото. В тази връзка представените от „Електроразпределение Юг“ ЕАД със заявление с вх. № Е-13-262-18 от 30.03.2018 г. изчисления са некоректни. При калкулациите на процента технологичен разход дружеството не е използвало данните за реално измерените и изчислени количества електрическа енергия, а за закупените количества от обществения доставчик, включващи и небаланси, в резултат на което е отчело пред Комисията технологичен разход в размер на 8,51%. Същият процент технологичен разход е представен в Комисията и с писмо с вх. № Е-13-262-8 от 06.02.2018 г. След преизчисление на постигнатия процент технологичен разход въз основа на количествата електрическа енергия, за които „Електроразпределение Юг“ ЕАД е заплатило цена за задължения към обществото се установи, че реално постигнатият от дружеството технологичен разход е в размер на 8,018%.

Електроразпределителните дружества са представили отчети за изпълнението на инвестиционните си програми за 2015 г., 2016 г. 2017 г., както и данни за инвестираните средства за намаляване на технологичните разходи, обобщени както следва:

Дружество	2015			2016			2017		
	Инвестиции	Инвестиции за намаляване на техн. р-д	Инвестиции за измервателни уреди	Инвестиции	Инвестиции за намаляване на техн. р-д	Инвестиции за измервателни уреди	Инвестиции	Инвестиции за намаляване на техн. р-д	Инвестиции за измервателни уреди
„ЧЕЗ Разпределение България“ АД	67 771	12 995	10 166	89 253	20 181	11 232	130 691	13 838	7 274
„Електроразпределение Юг“ ЕАД	80 546	3 507	17 220	110 251	39 130	32 486	78 832	27 637	24 783
„Електроразпределение Север“ АД	17 655	1 467	12 996	23 524	2 486	14 211	32 799	1 061	15 846

Направените инвестиции за четвъртия регулаторен период са:

- „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – в размер на 287 715 хил. лв., от които 47 013 хил. лв. са за намаляване на технологичните разходи и 28 672 хил. лв. в измервателни уреди;
- „Електроразпределение Юг“ ЕАД – в размер на 269 630 хил. лв., от които 70 273 хил. лв. са за намаляване на технологичните разходи и 74 490 хил. лв. в измервателни уреди;
- „Електроразпределение Север“ АД – в размер на 73 977 хил. лв., от които 5 014 хил. лв. са за намаляване на технологичните разходи и 43 053 хил. лв. в измервателни уреди.

Средногодишните инвестиции за четвъртия регулаторен период са представени в таблицата по-долу:

Дружество	Средногодишни общи инвестиции	Средногодишни инвестиции за намаляване на техн. р-д	Средногодишни инвестиции за измервателни уреди	Съотношение на инвестициите за намаляване на техн. р-д и общите инвестиции	Съотношение на инвестициите за измервателни уреди и общите инвестиции
„ЧЕЗ Разпределение България“ АД	95 905	15 671	9 557	16,34%	9,97%
„Електроразпределение Юг“ ЕАД	89 877	23 424	24 830	26,06%	27,63%
„Електроразпределение Север“ АД	24 659	1 671	14 351	6,78%	58,20%

Средногодишно за предходния период дружествата са инвестирали средства от общия размер на предвидените инвестиции, както следва: „ЧЕЗ Разпределение България“ АД в размер на 16,34% за намаляване на технологичния разход и 9,97% в измервателни уреди; „Електроразпределение Юг“ ЕАД в размер на 26,06% за намаляване на технологичния разход и 27,63% в измервателни уреди; „Електроразпределение Север“ АД в размер на 6,78% за намаляване на технологичния разход и 58,20% в измервателни уреди.

За регулаторния период 2019 г. – 2021 г. дружествата предвиждат в регулаторната база на активите да бъдат включени инвестиции, които средногодишно за периода са в размер на: за „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 25 749 хил. лв. (41,60%) за намаляване на технологичния разход и 25 749 хил. лв. (27,74%) за измервателни уреди; за „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 6 962 хил. лв. (7,75%) за намаляване на технологичния разход и 14 866 хил. лв. (16,54%) за измервателни уреди; за „Електроразпределение Север“ АД – 14 181 хил. лв. (31,51%) за намаляване на технологичния разход и 13 977 хил. лв. (31,06%) за измервателни уреди.

При извършения преглед на отчетените данни се установява, че е налице тенденция за намаляване на технологичните разходи на електроразпределителните дружества за четвърти регулаторен период. Признаването на по-висок размер на загубите при разпределението на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи за пети регулаторен период ще отнеме стимулите на мрежовите оператори за тяхното по-нататъшно оптимизиране, което от своя страна ще доведе до необосновано завишаване на разходите на дружествата, които се включват в цените за крайните клиенти. Отговорността за по-високите отчетени технологични разходи по преноса, в сравнение с утвърдените такива през предходния регулаторен период, е на самите електроразпределителни предприятия, поради което е обосновано те да са за тяхна сметка, а не да се начисляват в цените, които се заплащат от крайните клиенти.

Предвид намеренията на дружествата да продължат да инвестират с цел намаляване на технологичния разход е обосновано да се приеме, че в резултат на вложените средства размерът на технологичните разходи при преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи през следващия регулаторен период ще продължи да се понижава, като утвърдените пределни стойности за четвъртия регулаторен период са достижими и следва да бъдат запазени. Този извод се потвърждава от експертно становище с вх. № Е-12-00-1201 от 18.12.2013 г. на Научно-техническия съюз на енергетиците в България. Допълнителен аргумент за запазване на технологичните разходи на нивото,

утвърдено за четвъртия регулаторен период, е и обстоятелството, че „Електроразпределение Юг“ ЕАД вече го е постигнало, отчитайки 8,018% технологичен разход за 2017 г.

Във връзка с гореизложеното нивата на признатите технологични разходи на електроразпределителните дружества за пети регулаторен период следва да бъдат запазени, както следва:

- за „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 8%;
- за „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 8%;
- за „Електроразпределение Север“ АД – 9%;
- за „Електроразпределение Златни пясъци“ АД – 5%.

Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за ценовия 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.

2.3. Разходи за амортизации

Средните разходи за амортизации за петия регулаторен период са определени по следната формула:

$$AM = (AM_1 + AM_2 + AM_3) / 3 - AM_{\phi} + (2,5 * AM_{И1} + 1,5 * AM_{И2} + 0,5 * AM_{И3}) / 3,$$

където:

AM – средни разходи за амортизации през петия регулаторен период;

AM_1, AM_2, AM_3 – разходи за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

AM_{ϕ} – средна стойност на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин;

$AM_{И1}, AM_{И2}, AM_{И3}$ – разходи за амортизации на инвестициите през съответната година на регулаторния период.

По този начин коректно може да се определи стойността на амортизиациите въз основа на конкретния оставащ полезен живот на съществуващите активи за всяка ценова година. За целите на ценообразуването е заложена средноаритметична стойност на разходите за амортизации на съществуващите активи за трите ценови години на петия регулаторен период, като AM_1, AM_2 и AM_3 отразяват разходите за амортизации на съществуващите активи съответно за 2018 г., 2019 г. и 2020 г. При изчисленията на разходите за амортизации на инвестициите за периода 2018 г. – 2020 г. е спазена логиката при изчисляване на средната номинална стойност на инвестициите. Следва да се отбележи, че изчисленията са направени върху нетните инвестиции без инвестициите в активи, придобити по безвъзмезден начин.

2.4. Регулаторна база на активите

Съгласно разпоредбата на чл. 14 от НРЦЕЕ регулаторната база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал, и включва следните елементи:

$$РБА = A - \Phi - AM + OK + И,$$

където:

$РБА$ е регулаторната база на активите;

A – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Φ – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

AM – амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод;

OK – необходимият оборотен капитал;

II – размерът на инвестициите, одобрени от Комисията.

2.4.1. Балансова стойност на съществуващите активи

Балансовата стойност на съществуващите активи за петия регулаторен период е определена като елемент от формулата за РБА, а именно:

$$A_B = A - \Phi - AM,$$

където:

A_B – средната балансовата стойност на съществуващите активи за петия регулаторен период;

A – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Φ – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

AM – амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод.

С оглед коректната калкулация на стойността на активите, върху които електроразпределителните дружества ще реализират възвръщаемост през петия регулаторен период, балансовата стойност на активите, която ще бъде включена в РБА за периода, следва да отразява средната стойност на съществуващите възмездно придобити активи за 2018 г., 2019 г. и 2020 г. За целите на изчисляването, балансовата стойност на активите на дружествата към 31.12.2017 г. е коригирана със стойността на амортизационните отчисления за съответните ценови години от петия регулаторен период. В таблицата по-долу са представени стойностите на амортизациите, с които се намалява балансовата стойност на активите за базисната година по ценови периоди:

	I ценови период	II ценови период	III ценови период	Средно за регулаторния период
2018 г.	$AM_1 - AM_\Phi$	$AM_1 - AM_\Phi$	$AM_1 - AM_\Phi$	$AM_1 - AM_\Phi$
2019 г.		$AM_2 - AM_\Phi$	$AM_2 - AM_\Phi$	$(AM_2 - AM_\Phi) * 2/3$
2020 г.			$AM_3 - AM_\Phi$	$(AM_3 - AM_\Phi)/3$
ОБЩО	$AM_1 - AM_\Phi$	$AM_1 + AM_2 - 2 * AM_\Phi$	$AM_1 + AM_2 + AM_3 - 2 * AM_\Phi$	$(3 * AM_1 + 2 * AM_2 + AM_3 - 6 * AM_\Phi)/3$

В тази връзка стойността на амортизацията за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност, следва да се определи по следната формула, която следва логиката на изчисление на стойността на активите:

$$AM = A_B + (3 * AM_1 + 2 * AM_2 + AM_3 - 6 * AM_\Phi)/3,$$

където:

A_B – стойността на натрупаната амортизация към края на базисната година;

AM_1 , AM_2 , AM_3 – разходите за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

AM_Φ – стойността на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин.

2.4.2. Среден номинален размер на инвестициите

Средният номинален размер на инвестициите е изчислен съгласно т. 28 от приетите с решение по Протокол № 41 от 07.03.2018 г., т. 2, Минимални изисквания на Комисията за енергийно и водно регулиране към заявленията за утвърждаване на цени на електрическата енергия на електроразпределителните дружества за първата ценова година на петия регулаторен период (Минималните изисквания), по формулата:

$$I = (2,5 * I_1 + 1,5 * I_2 + 0,5 * I_3) / 3$$

където:

I – среден номинален размер на инвестициите за регулаторния период, хил. лв.;

$I_{1,2,3}$ – прогнозни нетни инвестиции през съответната ценова година, хил. лв.

Прогнозните нетни инвестиции отразяват прогнозната стойност на инвестициите, извършени от електроразпределителните дружества за съответната година, намалени с инвестициите в активи, придобити по безвъзмезден начин и амортизациите на възмездно придобитите активи.

С оглед точното позициониране на направените инвестиции през годината и коректното им включване в РБА, за целите на ценообразуването се приема, че всички инвестиции за съответната година са извършени по средата на годината и дружествата следва да реализират възвръщаемост само за половината от годината, през която е извършена инвестицията.

	I ценова година	II ценова година	III ценова година	Средно за регулаторния период
2018 г.	$0,5 * I_1$	I_1	I_1	$2,5 * I_1 / 3$
2019 г.		$0,5 * I_2$	I_2	$1,5 * I_2 / 3$
2020 г.			$0,5 * I_3$	$0,5 * I_3 / 3$
ОБЩО	$0,5 * I_1$	$I_1 + 0,5 * I_2$	$I_1 + I_2 + 0,5 * I_3$	$(2,5 * I_1 + 1,5 * I_2 + 0,5 * I_3) / 3$

2.4.3. Необходим оборотен капитал

В съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, 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.

2.5. Норма на възвръщаемост

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала. В съответствие с т. 29 от Минималните изисквания, е приложена целева капиталова структура от 50% собствен и 50% привлечен капитал.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

Съгласно чл. 14, ал. 2 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$$HB = D_{СК} * \left(\frac{HB_{СК}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + D_{ПК} * HB_{ПК} ,$$

където:

HB е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

$D_{СК}$ – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

$HB_{СК}$ – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

$ДС$ – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$D_{ПК}$ – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

$HB_{ПК}$ – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета (β) коефициента с ливъридж.

При утвърждаването на цените, прилагани от електроразпределителните дружества за втория регулаторен период, Комисията е определила норма на възвръщаемост от 12%, за третия регулаторен период – 7%, а за четвъртия регулаторен период – 7,02%, която да покрива специфичния и систематичен риск за инвеститорите.

Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал.

За изчисляване на цената на собствения капитал, Комисията прилага международно приетия модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Asset Pricing Model – CAPM).

$$HB_{СК} = \text{Безрискова премия} + \beta * \text{Пазарна рискова премия}$$

2.5.1. Безрискова премия

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 1,35% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е от среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период май 2017 г. – април 2018 г. по данни на Българската народна банка.

2.5.2. β коефициент на активите

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е избрана група от аналогични дружества от европейски енергийни и комунални компании.

MSCI World се прилага като индекс, спрямо който се сравняват аналогичните дружества. Използването на този индекс е често срещана практика. За да се избегнат колебания от концентриране единствено върху краткосрочни стойности, коефициентът β се определя за период от 5 години. Всички стойности са извлечени от Capital IQ на седмична база са представени в следващата таблица.

Изчисляване на β без ливъридж ⁹						
Наименование	Държава	Ср. собствен капитал/ обща сума на активите	Данъчна ставка	5 години на седмична база		
				Коеф. β с ливъридж	Коеф. β без ливъридж	r^2
ACEA SpA	Италия	39,57%	0,24	0,75	0,38	0,09
Alpiq Holding AG	Швейцария	50,50%	0,18	-0,22	-0,11	0,01
BKW AG	Швейцария	37,88%	0,18	0,45	0,26	0,07
Centrica plc	Обединено кралство	64,17%	0,19	0,98	0,62	0,19
CEZ a.s.	Чехия	65,97%	0,19	0,70	0,45	0,10
E.ON SE	Германия	50,35%	0,30	1,28	0,73	0,23
EDP SA	Португалия	36,68%	0,21	1,05	0,44	0,22
EnBW AG	Германия	42,22%	0,30	0,47	0,21	0,05
Endesa SA	Испания	67,44%	0,25	0,60	0,48	0,03
ENEA SA	Полша	74,17%	0,19	0,69	0,40	0,06
Enel SpA	Италия	41,81%	0,24	1,03	0,54	0,24
ENGIE SA	Франция	48,65%	0,33	1,08	0,61	0,22
EVN AG	Австрия	53,48%	0,25	0,42	0,26	0,07
Fortum Oyj	Финландия	67,78%	0,20	1,01	0,76	0,20
Gas Natural SDG SA	Испания	45,10%	0,25	1,15	0,69	0,31
Iberdrola SA	Испания	49,88%	0,25	0,96	0,58	0,27
MVV Energie AG	Германия	52,84%	0,30	0,24	0,14	0,02
National Grid plc	Обединено кралство	44,35%	0,19	0,66	0,36	0,18
Ørsted A/S	Дания	24,41%	0,22	0,22	0,14	0,02
Public Power Corporation SA	Гърция	22,68%	0,29	2,05	0,47	0,14
Red Eléctrica Corporación SA	Испания	58,57%	0,25	0,82	0,56	0,16
RWE AG	Германия	43,44%	0,30	1,33	0,57	0,15
SSE plc	Обединено кралство	58,99%	0,19	0,40	0,26	0,05
Verbund AG	Австрия	62,53%	0,25	0,87	0,58	0,14
Индекс на бизнес риск		50,14%				0,54

Съгласно горната справка, безлостовият β коефициент за дружествата в електроенергийния сектор е 0,54. Видно от посочената информация, в справката са включени много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък β коефициент. Безлостовият отраслов β коефициент, след отчитане на целевата капиталова структура на електроразпределителните дружества (50:50) и размера на данъчната ставка, се преобразува в лостов β коефициент със стойност – 1,026.

2.5.3. Пазарна рискова премия

⁹ Източник: Stern Stewart & Co.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 5,08% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 7,27%.

2.5.4. Цена на привлечения капитал

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa2 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ. Aswath Damodaran препоръчва стойност от 2,19% за България.

$$HВ_{СК} = 1,35\% + 1,026 * 7,27\% = 8,81\%$$

$$HВ_{ПК} = 1,35\% + 2,19\% = 3,54\%$$

$$HВ = 0,5 * 8,81\% / (1 - 10\%) + 0,5 * 3,54\% = 6,67\%$$

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост за електроразпределителните дружества за първата година от петия регулаторен период е определена на 6,67%.

2.6. Корекции по глава трета от НРЦЕЕ

Според чл. 3, ал. 2, т. 2, пр. 2 от НРЦЕЕ при метода за ценово регулиране „горна граница на приходи“ Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийните предприятия за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка според чл. 38, ал. 3 и ал. 6 при този метод за ценово регулиране КЕВР може да извършва годишни корекции с инфлационен индекс за предходен период, с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението, с разлика между прогнозни и отчетени инвестиции и с фактора Z.

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

Не е извършвана корекция с инфлационен индекс за предходен период, тъй като по отношение на електроразпределителните дружества се извършва регулаторен преглед, в рамките на който ще бъдат определени действителните нива на разходите за предоставяната от тях услуга през първата година от новия регулаторен период. По същата причина не е извършвана корекция с коефициент за подобряване на ефективността, който по смисъла на § 1, т. 4 от Допълнителната разпоредба (ДР) на НРЦЕЕ е целева величина, изразяваща относителното намаляване на разходите на енергийните предприятия за осъществяване на съответната лицензионна дейност.

2.6.2. Корекция с показатели за качество

Не е извършвана корекция с показатели въз основа на изпълнението, тъй като въз основа на представените от електроразпределителните дружества данни за показателите за

качество на енергията и показателите за качество на обслужването не се установяват отклонения от целевите стойности, които могат да бъдат приети за допустими.

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

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

2.6.4. Корекция с фактора Z

След анализ на отчетната и прогнозна информация, представена в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени, както и тази, постъпила в Комисията с писма от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с вх. № Е-13-62-43 от 25.04.2018 г., от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с вх. № Е-13-262-18 от 17.05.2018 г. и от „Електроразпределение Север“ АД с вх. № Е-13-273-16 от 17.05.2018 г., на основание чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

2.7. Разходи за балансиране

В необходимите годишни приходи са включени разходи за балансиране на технологичните разходи в размер на 1,80 лв./MWh, съответстващ на утвърдените разходи за балансиране за регулаторния период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., тъй като не са налице настъпили факти и обстоятелства, които да налагат изменение на посочения размер. Допълнителен аргумент за запазването на разходите за балансиране на утвърденото за предходната ценова година ниво е и Решение № Ц-40 от 29.12.2017 г. на КЕВР относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, с което е възприет нов, по-справедлив подход за определяне на пределната цена на балансиращата енергия, въз основа на който разходите на участниците на годишна база би следвало да намаляят.

Разходите за балансиране са присъщи разходи за дейността, които следва да се прехвърлят към крайните клиенти, тъй като небалансите се предизвикват от промяна в поведението на клиентите. Следва да се има предвид обаче, че прогнозите се изготвят от крайните снабдители/електроразпределителните дружества и част от възникналите разходи за балансиране не са предизвикани от клиентите, а от самите дружества поради грешно изготвена прогноза, поради което същите следва да поемат финансовите последици от това. При сравнение на отчетните данни на крайните снабдители и електроразпределителните дружества е видно, че част от тях се справят много по-добре от останалите при изготвяне на прогнозите, като резултатите показват разлики в разходите за небаланси от почти два пъти. Тази тенденция е още по-ясно изразена сред търговците на електрическа енергия, които инвестират значителни средства в подобряване на прогнозите си с оглед конкурентоспособността си на пазара. В тази връзка включването на пълната заявена стойност на разходите за балансиране в необходимите годишни приходи на дружествата би нарушило интересите на клиентите, тъй като те ще следва да заплатят разходи на дружествата, без същите да са предизвикани от тях. По този начин се нарушава и основният принцип на балансиращия пазар, а именно че небалансите се заплащат от този, който ги е предизвикал, като в същото време се отнема стимулът на електроразпределителните дружества и крайните снабдители да изготвят точни прогнози.

Освен горното, допълнителни аргументи за непризнаването на отчетените и заявени от електроразпределителните дружества и крайните снабдители стойности на разходите за

небаланси са изложени по-долу, както следва:

При сравнение на графиците на крайните снабдители и електроразпределителните дружества към обществения доставчик и отчетните данни се установява, че: през преобладаващата част от месеците количествата електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по график са по-големи от отчетените; през по-голямата част от месеците количествата електрическа енергия на крайните снабдители по график са по-малки от фактурираните на крайни клиенти; през преобладаващата част от месеците специалните балансиращи групи, в които преки членове са електроразпределителните дружества и крайните снабдители, са в излишък, поради по-големите количества електрическа енергия за технологичен разход по график. Това изкривяване в прогнозите е обусловено от факта, че през предходния ценови период цената, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, е по-ниска от цената, по която продава електрическа енергия на крайните снабдители, тъй като в последната е включена цената за задължения към обществото, както и от факта, че съответният мрежови оператор и снабдително дружество са в една балансираща група. В тази връзка крайните снабдители изкуствено занижават графиците си, което им позволява да фактурират на клиентите си повече електрическа енергия от реално платената на обществения доставчик.

В същото време тези недостизи се нетират от завишени количества по графиците на електроразпределителното дружество. Изложеното като краен резултат води до реализиране на значително по-високи маржове от крайните снабдители, както е описано по-долу, но изкуствено увеличава разходите за балансиране на мрежовите оператори и крайните снабдители.

Анализът на резултатите от балансиращия пазар показва, че дружествата не са предприели достатъчно мерки за активно управление на своите небаланси и минимизиране на отклоненията от регистрирания при оператора на пазара агрегиран график.

3. Цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за първата година на петия регулаторен период

3.1. „ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00923 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03098 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01745 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00505 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени със заявление с вх. № Е-13-62-34 от 30.03.2018 г. и действащите цени на дружеството:

„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД			
Цени	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение	0,00923	0,01241	+34,45%
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03098	0,04137	+33,54%
Цена за достъп до разпределителната мрежа за битови клиенти	0,00505	0,00683	+35,25%

Цена за достъп до разпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01745	0,02155	+23,50%
--	---------	---------	---------

3.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД прогнозна информация

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

- Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 121 883 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 108 676 хил. лв.;
- Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 72 444 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 57 721 хил. лв.;
- Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 126 724 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 10,35%;
- Разходи за балансиране – 12 651 хил. лв., в т.ч. разходи за балансиране за предстоящия ценови период – 3 210 хил. лв. и некомпенсирани разходи от предходни ценови периоди в размер на 9 441 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 53 286 хил. лв., при утвърдена за четвъртия регулаторен период в размер на 38 509 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 694 737 хил. лв., при утвърдена за четвъртия регулаторен период 542 583 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост на капитала – 7,67%, при утвърдена за четвъртия регулаторен период 7,04%;
- Прогнозни количества електрическа енергия – 9 385 737 MWh.

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

С писма с вх. № Е-13-62-57 от 04.06.2018 г. и вх. № Е-13-62-57 от 13.06.2018 г. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е представило становища по доклада и по проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., както следва:

3.1.2.1. Прогнозна пазарна цена за технологичен разход

Дружеството счита определената в доклада прогнозна годишна пазарна цена за базов товар в размер на 70,00 лв./MWh за значително занижена спрямо очакваното пазарно ниво, видно от цените на предлаганите количества на организирания борсов пазар на дългосрочни продукти, обхващащи ценовия период 2018/2019 г., които са на нива средно около 73,59 лв./MWh. В тази връзка предлага определената прогнозна пазарна цена за базов товар да бъде актуализирана в окончателното решение за цени от 01.07.2018 г, като се вземат предвид реално отчетените сделки и последните търгове, които ще се организират и сключат на платформата на БНЕБ ЕАД и регионалните борси.

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

постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар.

3.1.2.2. Признат размер на технологичния разход

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД изразява несъгласие със запазване нивото на технологичния разход в размер на 8%, което е значително по-ниско от реално достигнатото към края на 4-тия регулаторен период от 10,35% и възразява срещу неравнопоставеното третиране на трите електроразпределителни дружества при определянето на нивото на технологичния разход, тъй като липсват аргументи, въз основа на които КЕВР определя по-висок размер на технологичния разход само за едно от дружествата, като в същото време е направено сравнение за постигнатото ниво с друго дружество. Становището на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е, че следва да бъдат определени индивидуални нива на технологичния разход, които да са съобразени с действително постигнатите нива и заложените инвестиции за намалението му. Мрежовият оператор счита, че изводите в доклада противоречат на т. 4 от Методиката за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на електрическата енергия при пренос и разпределение на електрическа енергия, съгласно която следва да се отчетат реално достигнатите нива на технологичния разход и посочва, че въпреки задължението си Комисията не е анализирано статистическата информация за технологичните разходи на всяко енергийно предприятие, нито структурните особености на мрежата. Според дружеството занижените нива на технологичния разход и ниската прогнозна пазарна цена, по която са определени разходите на операторите за енергия за покриване на технологичния разход, ще поставят в риск сигурността на снабдяването, поради липса на свободен паричен ресурс и осигуряване на по-добро качество на мрежовите услуги. В резултат на гореизложеното дружеството настоява заявеният процент на технологичния разход от 10,35% да бъде използван при определяне на количествата за покриване на технологичния разход за периода 01.07.2018 – 30.06.2019 г.

Комисията приема горното възразение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в т. 2.2. от единния подход. Допълнителен аргумент е и обстоятелството, че одобреният среден номинален размер на инвестициите за петия регулаторен период на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и съответно включен в цените е с 24,5% по-висок спрямо този на „Електроразпределение Юг“ ЕАД и със 113% по-висок спрямо този на „Електроразпределение Север“ АД. В тази връзка дружеството следва да разходва тези средства за постигане на по-висока ефективност, в т.ч. оптимизация на оперативните разходи и намаляване на размера на технологичния разход. Определеното от Комисията ниво е напълно постижимо, като пример за това е отчетеният от „Електроразпределение Юг“ ЕАД размер на технологичния разход от 8% през 2017 г., в резултат на ефективно управление на инвестиционните разходи.

Комисията счита, че запазването на технологичните разходи на нивата, определени за предходния регулаторен период и одобрените в пълен размер инвестиционни програми представляват стимул за операторите на електроразпределителни мрежи да намаляват технологичния разход и насърчава ефективността на извършените инвестиции, в изпълнение на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Противното би довело до незаинтересованост на дружествата да вземат мерки срещу нерегламентираното използване на електрическа енергия (нетехническите загуби) и неефективното разходване на инвестиционните средства, включени в цените на крайните клиенти. Пример за ефективност по отношение на технологичните разходи е „Електроразпределение Север“ АД, което при общо отчетени инвестиции за четвъртия регулаторен период в размер на 73 977 хил. лв. постига намаление на технологичните разходи с 3,6 процентни пункта до 10,02%, в сравнение с „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, което при общо отчетени инвестиции за четвъртия регулаторен период в размер на 287 715 хил. лв. (почти 4 пъти повече) постига намаление на технологичните разходи с едва 1,24 процентни пункта до 10,35%.

3.1.2.3. Разходи за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологичен разход

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД посочва, че ще реализира допълнителни непокрити разходи от 32,9 млн. лв. за закупуване на енергия за покриване на реалните технологични разходи, в резултат на разликата от почти 22,7% между реалния технологичен разход и признатия за целите на ценообразуването. На следващо място счита, че липсата на корекция в случай на отклонение между постигнатата и определената му прогнозна пазарна с до +5% ще доведе до допълнителен негативен ефект от приблизително 3 млн. лв. Предвид изложеното подчертава, че трябва да се възстановят реално извършените разходи за закупуване на електрическа енергия за технологични разходи и настоява компенсаторният механизъм по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ да отпадне, тъй като дружеството не следва да търпи санкция или да получава допълнителен приход за постигната пазарно определена среднопретеглена цена, която ще бъде резултат от предлаганите цени на борсата, върху които операторът няма влияние.

Комисията приема горното възражение за неотносимо към настоящото административно производство, тъй като изложените аргументи касаят производството по приемане на Наредбата за изменение и допълнение на НРЦЕЕ.

3.1.2.4. Разходи за балансиране

Дружеството поддържа искането си Комисията да признае в необходимите му приходи пълния размер на заявените разходи за балансиране в размер на 2,96 лв./MWh, предвид необходимостта от справедливо прехвърляне на разходите за балансиране към крайните клиенти при осъществяване на дейността „разпределение на електрическа енергия“, и настоява за изготвяне на механизъм за възстановяване на некомпенсираните разходи за балансиране на дружеството, считано от въвеждането на балансиращия пазар – м. юни 2014 г.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, предвид мотивите, изложени в т. 2.7. от единния подход.

3.1.2.5. Оперативни разходи за дейността разпределение на електрическа енергия

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД счита, че при започването на нов регулаторен период запазването на оперативните разходи на ниво отчет от предходна финансова година не отразява планираното бизнес развитие на дружеството за новия регулаторен период, очакваната инфлация и разходите, които ще възникнат през следващия регулаторен период във връзка с промените в законодателството в страната (разходи във връзка с бъдещето участието на организиран борсов пазар за закупуване на енергия за технологичен разход, разходи във връзка с изпълнение на задълженията по регламента за защита на личните данни, както и разходите за увеличение на трудовите възнаграждения с оглед спазването на КТД, браншовия колективен трудов договор за сектор „Енергетика“ и споразумението със синдикатите. Дружеството отбелязва, че постоянно предприема действия за оптимизиране на разходите си, като за 2017 г. увеличението от 0,4% спрямо утвърдените от КЕВР е по-малко от отчетената годишна инфлация за 2017 г. в размер на 2,1%, като в тази връзка настоява в прогнозните разходи да се отчете прогнозната инфлация, която е заложена в средносрочната бюджетна прогноза на Р България, тъй като съгласно изложените в доклада мотиви това увеличение не е акумулирано през базисната година. Според мрежовия оператор с така предложения единен подход при определяне на оперативните разходи за дружествата Комисията не стимулира постигането на ефективност от намаляване на експлоатационните и административни разходи, а напротив стимулира тяхното увеличение, като се одобряват завишени разходи за следващия регулаторен период, като се стъпва на отчетените разходи за базовата година. В резултат на горното „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е поставено в неравностойно положение спрямо другите две електроразпределителни дружества, тъй като е отчело оптимизиране на своите разходи през предходния регулаторен период, докато при другите оператори се наблюдава драстично увеличение на отчетните разходи и липса на оптимизация и ефективност. По-нататък дружеството посочва, че при сравнение на

оперативните разходи за един клиент за всяко електроразпределително дружество, на база одобрените оперативни разходи за 4-тия регулаторен период и предложените от работната група за 5-тия регулаторен период, се установява, че те са най-ниски за „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, но въпреки това за следващия регулаторен период разходите за един клиент на територията на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД се запазват, докато за останалите две дружества техният размер се увеличава.

На следващо място мрежовият оператор обръща внимание, че може да контролира част от разходите си, а други са наложени от нормативни изисквания или промени на европейско и национално равнище, приетата макроикономическата рамка на страната за съответната година или извънредни разходи от форсмажорни обстоятелства. Според „ЧЕЗ Разпределение България“ АД контролируеми разходи са тези, чиято целесъобразност и размер са в контрола на дружеството, като например разходи за материали, услуги, наеми и др., докато неконтролируемите разходи се извършват въз основа на законодателна или нормативна уредба, отраслови нормални, технически изисквания, държавни и местни данъци и такси, следователно следва да се покриват изцяло от крайните цени и да се признават в пълен размер от регулатора.

В заключение дружеството настоява за признаване на заявените оперативни разходи в размер на 121 883 хил. лв.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. С оглед равнопоставеност на електроразпределителните дружества, Комисията счита, че предложените от дружествата разходи в тази група следва да бъдат признати на ниво отчет от базисната година. Допълнителна индексация на оперативните разходи не е прилагана, тъй като както за предходния, така и за настоящия регулаторен период в регулаторната база на активите, както и в амортизационните разходи, са включени значителни средства за инвестиции, които освен за подобряване качеството на предлаганата услуга, следва да се използват за увеличаване ефективността на електроразпределителните дружества, което ще доведе до намаляване на оперативните им разходи.

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

По отношение твърдението, че оперативните разходи за един клиент, утвърдени на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, са по-ниски в сравнение с тези на останалите електроразпределителни дружества, са относими горните аргументи, тъй като одобреният среден номинален размер на инвестициите за един клиент, утвърдени на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, е най-висок. Следва да се има предвид, че чрез този показател (разходи отнесени към един клиент) не може да се даде обективна оценка на необходимото ниво на оперативните разходи, тъй като те не следва да нарастват със същите темпове, с които нараства броят на клиентите (икономия от мащаба поради концентрация на по-голям брой клиенти на една територия и административен характер на част от тези разходи). По своята същност оперативните разходи представляват административни разходи и разходи за експлоатация и поддръжка, като в този смисъл е обосновано при сравнение да се използва и показател, отразяващ разходи, отнесени към дължина на мрежата, от което е видно, че на дружеството са утвърдени съпоставими разходи с тези на останалите мрежови оператори и далеч по-високи инвестиционни такива:

Електроразпределително дружество	Експлоатационни и административни разходи на един км. мрежа	Среден номинален размер на инвестициите на един км. мрежа
„ЧЕЗ Разпределение България“ АД	1 905,70 лв.	2 086,39 лв.
„Електроразпределение Юг“ ЕАД	1 802,37 лв.	1 628,98 лв.
„Електроразпределение Север“ АД	1 938,52 лв.	1 317,85 лв.

Комисията не приема аргументите на дружеството относно допълнителни разходи на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, възникнали в резултат на промяната в чл. 100, ал. 4 от ЗЕ. Годишните такси за участие на всички платформи на БНЕБ ЕАД не са задължителни, тъй като всеки пазарен участник има избор на коя платформа да купува електрическа енергия, а участието му на всички води до оптимизация на направените разходи, както за електрическа енергия, така и за балансиране. Съгласно чл. 38 от НРЦЕЕ, с оглед стимулиране на ефективно управление на разходите за закупена енергия за технологичен разход, ако мрежовите оператори постигнат с до 5% по-ниска от определената прогнозна пазарна цена, през следващия ценови период регулаторът не коригира необходимите им годишни приходи, като тези средства остават за тях. Обезпеченията за участие на различните сегменти не представляват разходи по своята същност, те предизвикват разходи за такси за издаване на банкови гаранции, като тяхната стойност е десетки пъти под заявената от дружеството. Заявените допълнителни разходи в размер на 669 хил. лв. по планиране, прогнозиране и балансиране също са необосновани. Тези дейности са извършвани от мрежовия оператор и към настоящия момент, като единствената разлика за следващия регулаторен период е, че вместо от обществения доставчик дружеството следва да купува електрическа енергия от платформите на БНЕБ ЕАД.

3.1.2.6. Разходи за амортизации

Мрежовият оператор възразява срещу намаляването на общите разходи за амортизации с амортизациите на безвъзмездно финансираните активи, използвани за лицензионната дейност, като заявява, че в случай че дружеството не получава възвръщаемост от тези активи, но ги използва в дейността си, е необходимо чрез цените да бъде осигурен капиталов източник за поддържането им. Електроразпределителното дружество счита за неправилен подхода за нетирането на амортизацията (начислената амортизация, намалена с амортизацията на безвъзмездно придобитите активи), поради противоречие с възприетия принцип в чл. 40 на Указанията, приети с решение по Протокол № 37 от 18.02.2008 г., продължаващ идеята, положена в чл.16.2 на Указанията, приети с решение по Протокол № 34 от 02.06.2004 г.

Комисията приема горното възражение за неоснователно предвид разпоредбата на чл. 11, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ, съгласно която за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи, които не са свързани със съответната лицензионна дейност, финансови разходи и такива, които имат случаен и/или извънреден характер, както и разходи за амортизация на активите, придобити по безвъзмезден начин. Принаването на разходите за амортизация на безвъзмездно придобитите активи е неправилно и в нарушение на икономическата логика, както и на принципите на регулиране, тъй като чрез цените клиентите не следва да осигуряват капиталов източник за възстановяването на активи, които са придобити по безвъзмезден начин. Невярно е твърдението на дружеството, че чрез разходите за амортизации се финансира поддръжката на безвъзмездно придобитите активи, тъй като ремонтните дейности следва да се отчитат, съответно финансират през текущите разходи за ремонт. Едва след изтичане на полезния живот на тази група активи и възстановяването им от дружеството със собствени средства, те следва да бъдат включени в регулаторната база на активите и съответно дружеството да получава възвръщаемост върху тяхната балансова стойност, както и капиталов източник за възстановяването им чрез признатите амортизационни разходи.

3.1.2.7. Балансова стойност на активите

Електроразпределителното предприятие не е съгласно с използвания единен подход за определяне на регулаторната база на активите, който се основава на средногодишна балансова стойност на активите, определена чрез начислена амортизация, за времето на регулаторния период, към стойността на съществуващите към 31.12.2017 г. активи (освободени от стойността на безвъзмездно придобитите активи). Разбирането на дружеството, основаващо се на разпоредбата на чл. 14, ал. 2 и § 1, т. 1 от ДР на НРЦЕЕ, показва, че от отчетната стойност на възмездно придобитите регулирани активи на дружеството, формирана към края на базисната година, се приспада кумулативно начислената им амортизация за регулаторни цели на същите активи към същия момент. Предвид горното „ЧЕЗ Разпределение България“ АД счита, че приложеният подход за изчисление на средногодишна балансова стойност на активите не е регламентиран в нормативни текстове и е в противоречие с регламентираните изисквания за ценообразуване в НРЦЕЕ и Минималните изисквания.

При утвърждаването на цените на електроразпределителните дружества за петия регулаторен период са приложими изискванията на ЗЕ и НРЦЕЕ, в които липсва задължение на регулатора да признава в необходимите годишни приходи балансовата стойност на активите и разходите за амортизации, отчетени към края на базисната година. Съгласно чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ признатата стойност на активите е приетата от Комисията отчетна стойност на активите към края на базисната година, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, която следва да се намали с амортизацията, определена за регулаторни цели за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод, и стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.

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

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

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

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

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

3.1.2.8. Компенсация за предходни регулаторни периоди

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД възразява срещу неразглеждането и липсата на аргументи в доклада защо не е призната претенцията на дружеството за компенсиране на вредите в резултат на предходни ценови решения, като апелира Комисията да изработи механизъм за компенсирането на заявените разходи, които са детайлно обяснени в обосновката към заявлението за цени в т. „Допълнителна корекция в необходимите приходи вследствие на предходни ценови решения“.

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

3.1.2.9. Норма на възвръщаемост

В становището си дружеството поддържа искането нормата на възвръщаемост на капитала да бъде в размер на 7,67% с аргумента, че същата е изчислена като са използвани публикуваните данни от Financial times за безлостов β коефициент на съпоставими дружества от Централна и Източна Европа с пазарна оценка на активите от 1 млрд. евро за пазарната рискова премия от публикациите на Aswath Damodaran – Stern School of Business и публикуваните данни на БНБ за среднопретегления ДЛП за 2017 г. Също така счита, че следва да има единен подход и ясни правила, кои източници да се използват при определянето на нормата на възвръщаемост, тъй като във всяко ценово решение Комисията използва различни източници, без аргументи защо са предпочетени точно те, въпреки доказания опит (рейтинг) на вече използваните източници в предходни ценови решения.

Комисията не приема възражението на дружеството. Подробни аргументи и източниците на данни за изчисление на нормата на възвръщаемост на капитала са описани в единния подход по-горе. Допълнителен аргумент относно искането нормата на възвръщаемост на капитала да бъде увеличена представлява утвърдената такава от регулаторите в съседните държави, в страните със съпоставим кредитен рейтинг с този на България от около 5% (напр. Румъния – 5,07%), а в страни с далеч по-нисък кредитен рейтинг (напр. Македония – 6,1%) нормата на възвръщаемост е на нивата от настоящото решение.

Следва да се отбележи, че Комисията използва едни и същи източници при определяне на нормата на възвръщаемост, а именно Българската народна банка за определяне на безрисковата премия; Aswath Damodaran – Stern School of Business за определяне на пазарната рискова премия; данните за рейтинговия корпоративен спред се изчисляват съобразно рейтинга на страната и разликата в доходността на държавни облигации, а представените източници онагледяват изчисленията. Единствено за определяне на β коефициент на активите не е използван Aswath Damodaran – Stern School of Business, тъй като в изчисленията си поставя „ЧЕЗ Разпределение България“ АД сред компаниите от развиващите се пазари, където преобладаващ дял имат китайски, африкански, южноамерикански, руски и индийски компании и съответно резултатът не е относим към българския пазар. В тази връзка Комисията е използвала анализа на Stern Stewart & Co., представен със заявление с вх. № Е-13-273-16 от 30.03.2018 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД. В своето заявление „ЧЕЗ Разпределение България“ АД посочва единствено, че използва данни на Financial times, без да представи конкретния анализ и/или да посочи линк към него, за да може Комисията да се запознае с калкулациите и състава на анализираниите компании.

3.1.2.10. Корекция с фактора Z

Според „ЧЕЗ Разпределение България“ АД КЕВР не е спазила изискванията на чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ, тъй като при изчислението на корекцията с фактора Z не са взети предвид реално отчетените разходи за закупуване на технологични разходи (отчетени количества и отчетена покупна цена), а разходът е определен на база отчетените количества за технологичен разход при 8% утвърдено ниво и утвърдената цена за технологични разходи.

Комисията приема горното възражение за неоснователно, тъй като противоречи на формулата, посочена в чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ.

3.1.2.11. Цена за фактуриране на количествата електрическа енергия по чл. 51 от Правилата за измерване на количеството електрическа енергия (ПИКЕЕ)

Мрежовият оператор отбелязва, че съгласно чл. 51 от ПИКЕЕ цената за нетехнически загуби е тази, по която електроразпределителните дружества закупуват енергия от обществения доставчик за покриване на технологичните разходи и дължимите мрежови

услуги. Според „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с предложената промяна за закупуване на технологичните разходи на организиран борсов пазар възниква въпросът по каква цена следва да се фактурират тези количества, тъй като определената прогнозна пазарна цена за технологичния разход няма да отразява реално постигнатите цени на организиран борсов пазар. Предвид тази неясна ситуация счита за напълно възможна хипотезата, при която некоректните клиенти да се „стимулират“ да ползват неправомерно електрическа енергия, като по този начин „ЧЕЗ Разпределение България“ АД ще бъде допълнително ощетен.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. Следва да се вземе предвид, че задължението на операторите на електроразпределителни мрежи да сключват сделки за закупуване на електрическата енергия за покриване на технологични разходи на организиран борсов пазар произтича от чл. 100 от ЗЕ (изм. и доп. ДВ, бр. 38 от 2018 г.). Разпоредбата на чл. 51 от ПИКЕЕ е в сила преди посоченото изменение на ЗЕ. В тази връзка в случай на противоречие между разпоредби на ЗЕ и ПИКЕЕ, същите следва да се прилагат, като се съобразят принципите на йерархичност на нормативните актове и прилагането на по-високия по степен акт (чл. 15 от Закона за нормативните актове). В допълнение следва да се вземе предвид и разпоредбата на чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, където са предвидени условията и редът за изчисляване на постигнатата пазарна цена за закупуване на електрическа енергия за технологични разходи. Комисията счита възражението в частта, в която дружеството изразява опасения относно евентуална злоупотреба от страна на некоректни клиенти, за неотнормируема към административното производство за определяне на цени в сектор „Електроенергетика“.

3.1.2.12. Цена за фактуриране на надбавката за реактивна енергия по чл. 7, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ

Според дружеството остава неизяснен въпросът дали към предложената цена на ОД за фактурирането на реактивната енергия по чл. 7, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ следва да се начислява и посочва на отделен ред и цената за задължения към обществото.

Комисията приема горното възражение за неотнормируемо към настоящото административно производство, тъй като изложените аргументи касаят производството по приемане на Наредбата за изменение и допълнение на НРЦЕЕ.

3.1.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2017 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 109 088 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени в т. 2.1. Предвиденото от дружеството увеличение с 12 794 хил. лв. е необосновано и не следва да се приема, поради следните аргументи: Дружеството предвижда да инвестира 278 438 хил. лв. през следващите три години, които ще се отразят на клиентите на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД като допълнителни 61 682 млн. лв. за регулаторния период в необходимите приходи на дружеството, които те ще следва да заплатят чрез цените. За осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, е необходимо тези средства да се насочват освен за подобряване качеството на предлаганата услуга и за увеличаване ефективността на електроразпределителните дружества, в резултат на което ще се постигне намаляване на оперативните им разходи. В същото време „ЧЕЗ Разпределение България“ АД обосновава „Проект за внедряване на автоматизирана система за дистанционно отчитане (AMR)“, по който за регулаторния период ще бъдат инвестирани 69 426 хил. лв., представляващи 25% от инвестиционната програма на дружеството, с „намаляване на технологичните разходи на електрическа енергия до 8%, както и намаляване на оперативните разходи“, а предвижда увеличение на оперативните разходи с 532 хил. лв.,

свързани именно с реализацията на този проект. Допълнителни разходи за ребрандиране, също не следва да се включват в признатата стойност на експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“. От една страна дружеството не е обосновало необходимостта от извършването на тези разходи, а от друга същите се правят с маркетингова цел и са в интерес най-вече на мажоритарния собственик на групата предприятия, част от които е и операторът на електроразпределителната мрежа. Следва да се има предвид, че ако извършването на разходи за ребрандиране е свързано с бъдещата продажба на дружеството, в Комисията липсва каквато и да е информация за параметрите по бъдещата сделка, в която е възможно страните да са договорили тези разходи да са изцяло за сметка на новия купувач, като в този случай признаването им в цените ще доведе до двойно компенсиране. Основният аргумент срещу признаването на такъв тип разходи обаче е фактът, че те не са присъщи на лицензионната дейност „разпределение на електрическа енергия“, не допринасят по никакъв начин за подобряване качеството на предлаганите от мрежовия оператор услуги и в този смисъл не са в интерес на клиентите, поради което на основание чл. 11, ал. 2, т. 14, предл. 1 от НРЦЕЕ не следва да бъдат включвани в необходимите приходи на дружеството. Следва да се отбележи също, че останалите електроразпределителни дружества към настоящия момент вече са предприели мерки за ребрандиране, като не са претендирали за допълнителни разходи над одобрените от регулатора.

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е коригирана от 72 444 хил. лв. на 61 734 хил. лв. в съответствие с т. 2.3. от единния подход. Изчисленията са представени в следващата таблица:

		<i>хил. лв.</i>		
„ЧЕЗ Разпределение България“ АД		2018 г.	2019 г.	2020 г.
1	Разходи за амортизации	64 813	58 964	52 940
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи	- 10 122	- 9 924	- 9 251
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин	54 691	49 040	43 689
4	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи	49 140		
5	Амортизация на инвестициите	12 594		
6	Среден годишен разход за амортизации	61 734		

– Регулаторната база на активите е коригирана от 694 737 хил. лв. на 587 722 хил. лв. в съответствие с т. 2.4. от единния подход:

а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период:

		<i>хил. лв.</i>
1	Балансова стойност на активите към 31.12.2017 г.	643 580
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин	99 752
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2017 г. (р.1-р.2)	543 828
4	Средна стойност на амортизациите $(3 \cdot \text{AM}_1 + 2 \cdot \text{AM}_2 + \text{AM}_3 - 6 \cdot \text{AM}_\Phi) / 3$	101 948
5	Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4)	441 881

б) среден номинален размер на инвестициите:

		<i>хил. лв.</i>		
		2018 г. (I_1)	2019 г. (I_2)	2020 г. (I_3)
1	Инвестиции – общо	94 579	110 153	73 705
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	10 271	8 433	8 254
3	Амортизация – общо	8 882	10 155	6 351

4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	685	562	550
5	Номинален размер на инвестициите (p.1-p.2-p.3+p.4)	76 111	92 128	59 651
6	Среден номинален размер на инвестициите $I = (2,5 \cdot I_1 + 1,5 \cdot I_2 + 0,5 \cdot I_3) / 3$	119 431		

в) стойността на необходимия оборотен капитал е коригирана от 31 477 хил. лв. на 26 410 хил. лв. съгласно т. 2.4.3. от единния подход.

- Технологичните разходи на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са запазени на 8% в съответствие с т. 2.2. от единния подход;
- Разходите за балансиране са изчислени съгласно т. 2.7. от единния подход;
- Нормата на възвръщаемост е коригирана на 6,67% съгласно т. 2.5. от единния подход;
- В съответствие с т. 2.6.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z, на стойност (минус) - 5 133 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(P_{утв.} - E_{прог.} \cdot \frac{TP_{одоб. \%}}{1 - TP_{одоб. \%}} \cdot C_{мп.} \right)_{t-1} - \left(P_{отч.} - E_{отч.} \cdot \frac{TP_{одоб. \%}}{1 - TP_{одоб. \%}} \cdot C_{мп.}^1 \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 290 168 хил. лв.;

$P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 296 271 хил. лв.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 321 712 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 509 207 хил. kWh;

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

$C_{мп.}$ и $C_{мп.}^1$ – утвърдената цена, по която общественят доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително разходи за балансиране, цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 118,75 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) -966 хил. лв., изчислението на корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Z_{t-1} , е представено в следващата таблица:

	Показатели	Общо
1	Количество пренесена енергия, MWh	9 590 053
2	Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh	833 918
3	Приходи, отчет в хил. лв.	286 140
4	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.	71 952
5	Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	9 380 153
6	Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh	815 665
7	Приходи, утвърдени в хил. лв.	281 263
8	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 6, хил. лв.	70 377
9	P_{t-3}	-876
10	Z_{t-1} (p.7-p.8-p.3+p.4+p.9)	-4 178
11	Z_{t-1}, утвърден с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.	-3 212
12	P_{t-2} (p.10-p.11)	-966

- В съответствие с т. 2.6.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г., в размер на (минус) -2 094 хил. лв. Представените със заявление за цени с вх. № Е-13-62-34 от 30.03.2018 г. стойности на амортизацията на извършените през 2017 г. инвестиции са коригирани от 11 876 хил. лв., в т. ч. амортизации на

безвъзмездно придобити активи в размер на 1 512 хил. лв., на 6 791 хил. лв., в т.ч. амортизации на безвъзмездно придобити активи в размер на 1 007 хил. лв., във връзка с констатациите в доклад с вх. № Е-Дк-541 от 15.06.2018 г. относно: Планова проверка на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-135-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“, приет с решение на КЕВР по Протокол № 113 от 22.06.2018 г., т. 4. Въз основа на информацията, постъпила в Комисията с писма с вх. № Е-13-62-39 от 08.05.2018 г., с вх. № Е-13-62-46 от 14.05.2018 г. и с вх. № Е-13-62-39 от 23.05.2018 г., е установено, че дружеството изчислява амортизации на активи, които не са въведени в експлоатация. Съгласно изискванията на Международните счетоводни стандарти и на Закона за корпоративно подоходно облагане (ЗКПО), начисляването на амортизации на амортизируемите активи започва от момента, в който те са налице за употреба, т.е. когато са на мястото и в състоянието, необходими за тяхната експлоатация. Начисляването на амортизации започва от деня, следващ датата на въвеждане в експлоатация, докато за данъчни цели от началото на месеца, в който са въведени в експлоатация. Според Национални стандарти за финансови отчети за малки и средни предприятия начисляването започва от началото (1-во число) на месеца, следващ месеца на въвеждане в експлоатация. За начисляване на амортизациите, активите във всички случаи следва да са осчетоводени и записани в сметките от група 20 и 21. Не се начисляват амортизации на дълготрайни материални активи в процес на изграждане от групата „Разходи за придобиване на ДМА“ за строителство на обекти по стопански начин и чрез възлагане, както и на стокowo-материалните запаси, държани на склад, закупени, доставени и съхранявани за бъдещо влагане в обектите по инвестиционната програма. Следва да се отбележи също, че съгласно годишния финансов отчет на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД амортизация на активите, невъведени в експлоатация, дружеството не е начислявало. Следователно тези разходи не са възникнали за дружеството, не са извършени от него през периода, за който са представени и не следва да се прехвърлят към крайните потребители. Противното би било нарушение на принципите на ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. За сравнение и като допълнителен аргумент относно извършената корекция, представяйки отчетната информация за извършените през 2017 г. инвестиции, „Електроразпределение Юг“ ЕАД, спазвайки счетоводните правила, не е изчислило амортизации на активите, които не са въведени в експлоатация.

		хил. лв.		
		2015 г. (И1)	2016 г. (И2)	2017 г. (И3)
		отчет	отчет	отчет
1	Инвестиции – общо	67 771	89 253	130 691
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	23 450	28 427	23 584
3	Нетна амортизация, Ап	5 342	7 069	5 784
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	38 979	53 757	101 323
5	Среден номинален размер на инвестициите $I = (2,5 * I1 + 1,5 * I2 + 0,5 * I3) / 3$	76 248		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	96 410		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 * A1 + 1,5 * A2 + 0,5 * A3) / 3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	8 950		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	10 823		
9	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*7,04%*3+(р.7-р.8)*3	-9 877		
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.	-7 783		
11	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.9-р.10)	-2 094		

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

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	109 088
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	102 190
3	Разходи за амортизации	61 734
4	Регулаторна база на активите	587 722
4.1.	Призната балансова стойност на активите	441 881
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	119 431
4.3.	Необходим оборотен капитал	26 410
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (p.4*p.5)	39 201
7	Корекция с фактор Z	- 5 133
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	- 2 094
9	Необходими годишни приходи (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)	304 987
10	Количество електрическа енергия за разпределение	9 385 737

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

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – **0,00971 лв./kWh,**
 - цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,03245 лв./kWh,**
 - цена за достъп за небитови клиенти – **0,01796 лв./kW/ден,**
 - цена за достъп за битови клиенти – **0,00519 лв./kWh,**
- необходими годишни приходи за първата ценова година от петия регулаторен период – 304 987 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 385 737 MWh.**

3.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-273-16 от 30.03.2018 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г.

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – **0,00823 лв./kWh,**
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,03154 лв./kWh,**
- цена за достъп за небитови клиенти – **0,01651 лв./kW/ден,**
- цена за достъп за битови клиенти – **0,00503 лв./kWh.**

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

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

„Електроразпределение Юг“ ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,00823	0,00391	-52,49%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03154	0,02939	-6,82%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00503	0,01132	+125,05%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01651	0,02842	+72,14%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти, директно присъединени към подстанции (в лв./kW/ден)	-	0,01207	-

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

- Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 108 372 хил. лв., при утвърдени за четвъртия регулаторен период – 89 128 хил. лв.;

- Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 94 849 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8,51%;

- Разходи за амортизации на съществуващите активи – 58 907 хил. лв.;

- Разходи за амортизации на инвестициите за регулаторния период – 8 154 хил. лв.;

- Годишни амортизационни отчисления на активите, придобити по безвъзмезден начин – 10 702 хил. лв.;

- Регулаторна база на активите в размер на 630 477 хил. лв., при утвърдена за предходния ценови период – 613 659 хил. лв., в т.ч.:

- а) призната балансова стойност на активите в размер на 708 841 хил. лв.;

- б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2018 г. – 2020 г. в размер на 95 934 хил. лв.;

- в) необходим оборотен капитал – 25 403 хил. лв.;

- г) балансова стойност на активи, придобити по безвъзмезден начин – 199 701 хил. лв.;

- Норма на възвръщаемост на капитала – 8,42%;

- Корекция с фактора Z – (минус) -10 470 хил. лв.;

- Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г. – (минус) -8 481 хил. лв.

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

С писма с вх. № Е-13-262-18 от 01.06.2018 г. и вх. № Е-13-49-20 от 22.06.2018 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е представило становища по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД не приема констатацията, че дружеството не е представило „реално измерените и изчислени количества електрическа енергия, за които дружеството заплаща цена за задължения към обществото“. В тази връзка посочва, че в заявление с вх. № Е-13-262-18 от 30.03.2018 г., в таблица № 3 (ред 1) на приложение 2.1.1.

(Справки от 1 до 10 съгласно Минималните изисквания на КЕВР към заявлението за цени) са предоставени данни за закупена енергия за покриване на технологичния разход съгласно т. 15 от Минималните изисквания за пети регулаторен период в размер на 817 723 хил. kWh, в т.ч. количество енергия за технологични разходи по т. 16 от Минималните изисквания за пети регулаторен период в размер на 765 987 хил. kWh.

Дружеството възразява също срещу заключението, че планираните инвестиции са достатъчна обосновка и мотив да се запазят нивата на утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-43 от 30.12.2013 г. технологични разходи, въз основа на получено становище от Научно-технически съюз на енергетиците в България с писмо с вх. № Е-12-00-1201 от 18.12.2013 г., като счита, че то не е в съответствие с прилагания метод за регулиране „горна граница на приходи“.

Според мрежовия оператор определената норма на възвръщаемост на капитала от 6,67% не стимулира инвестициите в сектора и не покрива риска. Претендираната от дружеството стойност на НВ е въз основа на независимо становище за справедливата цена на капитала на английски и български език от Stern Stewart & Co, водеща международна компания с дългогодишен опит в сферата на финансовите анализи, според която среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала за България е 8,42%.

Дружеството не смята за некоректно изчислена посочената в заявлението стойност на признатите технологични разходи за следващ регулаторен период, защото изчисленият от оператора процент 8,51 е на база вътрешнофирмена методика и изчисления конкретно за мрежата, която оперира с конкретна прогноза на структурата и количеството на пренесената електрическа енергия за една година от следващия регулаторен период. Предвид горното счита извода, че заявеният процент трябва да съответства на реализирания през 2017 г., за техническа грешка.

Комисията приема за основателно възражението на дружеството относно непредставянето на информацията в съответствие с изискванията на т. 16 от приетите с решение по Протокол № 41 от 07.03.2018 г., т. 2 Минимални изисквания на Комисията за енергийно и водно регулиране към заявленията за утвърждаване на цени на електрическата енергия на електроразпределителните дружества за първата ценова година на петия регулаторен период.

Въпреки че е представило горните данни на отделен ред, при калкулациите на процента технологичен разход дружеството некоректно не използва тези данни, а данните за закупените количества от обществения доставчик, включващи и небаланси. В резултат на това претендира по-високи разходи за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, тъй като отчита 8,51% технологичен разход. След преизчисление на постигнатия процент технологичен разход въз основа на количествата електрическа енергия, за които „Електроразпределение Юг“ ЕАД е заплатило цена за задължения към обществото, се установява, че реално постигнатият от дружеството технологичен разход е в размер на 8,018%. Комисията не е запозната с „вътрешнофирмената методика“ на дружеството, но от представената таблица № 3 на приложение 2.1.1. (Справки от 1 до 10 съгласно Минималните изисквания на КЕВР към заявлението за цени) е видно как е изчислен процентът технологичен разход в размер на 8,51%, а именно като отношение между закупените количества от обществения доставчик, включващи и небаланси и сумата от отчетните данни за общо пренесена електрическа енергия и закупените количества от обществения доставчик, включващи и небаланси. Същият процент технологичен разход, изчислен по-същия начин, е представен в Комисията и с писмо с вх. № Е-13-262-8 от 06.02.2018 г. като отчет за 2017 г.

Комисията приема за неоснователно възражението на дружеството в останалата му част. Необосновано е възражението срещу заключението, че планираните инвестиции са достатъчна обосновка и мотив да се запазят нивата на технологичните разходи на нивата от предходния регулаторен период. На дружеството са одобрени инвестиции на обща стойност за регулаторния период в размер на 269 325 хил. лв., т.е. на нивото на инвестираните през предходния регулаторен период, в резултат на които „Електроразпределение Юг“ ЕАД

намалява технологичните си разходи с 20,75% (2,10 процентни пункта) до 8,018%, като трендът е понижаване всяка година.

Комисията не приема възражението на дружеството по отношение на нормата на възвръщаемост. Подробни аргументи и източниците на данни за изчисление на нормата на възвръщаемост на капитала са описани в единния подход по-горе. Допълнителен аргумент относно искането нормата на възвръщаемост на капитала да бъде увеличена представлява утвърдената такава от регулаторите в съседните държави, в страните със съпоставим кредитен рейтинг с този на България от около 5% (напр. Румъния – 5,07%), а в страни с далеч по-нисък кредитен рейтинг (напр. Македония – 6,1%) нормата на възвръщаемост е на нивата от настоящото решение.

3.2.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2017 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

- Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 106 145 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени в т. 2.1.;

- Разходите за технологични разходи са изчислени при технологичен разход в размер на 8%. Следва да се отбележи, че постигнатото от „Електроразпределение Юг“ ЕАД ниво на технологичния разход за 2017 г. е около 8%, а посоченото в заявлението ниво от 8,51% е некоректно, тъй като в него са включени и небаланси, а Комисията включва разходи за небаланси допълнително към разходите за технологични разходи;

- Разходите за балансиране са изчислени съгласно т. 2.7. от единния подход;

- Нормата на възвръщаемост е коригирана на 6,67% съгласно т. 2.5. от единния подход;

- Стойността на необходимия оборотен капитал е коригирана от 25 403 хил. лв. на 24 955 хил. лв., съгласно т. 2.4.3. от единния подход;

- В съответствие с т. 2.6.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -12 255 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 258 171 хил. лв.;

$P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 272 076 хил. лв.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 134 295 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 731 150 хил. kWh;

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

$C_{тр.}$ и $C_{тр.}^1$ – утвърдената цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително разходи за балансиране, цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 118,75 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) -4 513 хил. лв., изчислението на корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Z_{t-1} , е представено в следващата таблица:

	Показатели	Общо
1	Количество пренесена енергия, MWh	8 807 280
2	Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh	765 850
3	Приходи, отчет в хил. лв.	274 874
4	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.	66 078
5	Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	8 134 295
6	Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh	707 330
7	Приходи, утвърдени в хил. лв.	256 408
8	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 6, хил. лв.	61 029
9	Pt-3	-801
10	Zt-1 (p.7-p.8-p.3+p.4+p.9)	-14 217
11	Zt-1, утвърден с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.	-9 704
12	Pt-2 (p.10-p.11)	-4 513

– В съответствие с т. 2.6.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г., в размер на (минус) -8 481 хил. лв.

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

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи	106 145
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	93 494
3	Разходи за амортизации	56 359
4	Регулаторна база на активите	630 029
4.1.	Призната балансова стойност на активите	509 140
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	95 934
4.3.	Необходим оборотен капитал	24 955
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (p.4*p.5)	42 023
7	Корекция с фактор Z	- 12 255
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	- 8 481
9	Необходим годишни приходи (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)	277 285
10	Количество електрическа енергия за разпределение	8 586 990

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

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00884 лв./kWh,
 - цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03253 лв./kWh,
 - цена за достъп за небитови клиенти – 0,01733 лв./kW/ден,
 - цена за достъп за битови клиенти – 0,00516 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за първата ценова година от петия регулаторен период – 277 285 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 586 990 MWh.

3.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-16 от 30.03.2018 г., „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г.

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01036 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03008 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00800 лв./kWh.

3.3.1. Анализ и оценка на предоставената от „Електроразпределение Север“ АД прогнозна информация

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

„Електроразпределение Север“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,01036	0,01218	+17,57%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03008	0,03538	+17,62%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа	0,00800	0,00940	+17,50%

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

- Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 84 766 хил. лв., при утвърдени за четвъртия регулаторен период – 71 841 хил. лв.;
- Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 70 912 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 10,02%;
- Разходи за амортизации на съществуващите активи – 34 101 хил. лв.;
- Разходи за амортизации на инвестициите за регулаторния период – 8 484 хил. лв.;
- Годишни амортизационни отчисления на активите, придобити по безвъзмезден начин – 2 303 хил. лв.;
- Разходи за балансиране – 1 091 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите в размер на 263 676 хил. лв., при утвърдена за предходния ценови период – 341 881 хил. лв., в т.ч.:
 - а) призната балансова стойност на активите в размер на 188 024 хил. лв.;
 - б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2018 г. – 2020 г. в размер на 56 056 хил. лв.;
 - в) необходим оборотен капитал – 19 596 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост на капитала – 9,12%;
 - Корекция с фактора Z – (минус) -6 215 хил. лв.;

– Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г. – (минус) -3 153 хил. лв.

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

С писмо с вх. № Е-13-273-34 от 04.06.2018 г. „Електроразпределение Север“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

Според дружеството съгласно представената обосновка в заявлението за цени, отчитайки структурата и текущото състояние на разпределителната мрежа, е невъзможно постигането на технологични разходи в размер на 9% в рамките на предстоящия ценови период. Разбирането на „Електроразпределение Север“ АД е, че при този размер на цената за технологични разходи за оператора остават непризнати разходи за закупуване на електрическа енергия за технологични разходи от 67 828 MWh, на стойност 8 470 хил. лв. На следващо място посочва, че с оглед на текущите пазарни цени на електрическата енергия в България и региона, постигането на прогнозната цена на технологичните разходи към момента също остава трудно постижима цел, което в комбинация с липсата на компенсаторен механизъм при отклонение до 5% между прогнозната пазарната цена, по която е заложено да се закупува електрическа енергия и действителната, изправя дружеството пред допълнителен риск от некомпенсирани разходи в размер на 2 328 хил. лв. „Електроразпределение Север“ АД счита, че ще бъде принудено да реализира по-малка от одобрената за регулаторния период инвестиционна програма. Това, в съчетание с възприетия от Комисията подход за корекция на необходимите приходи в резултат на неизпълнение на инвестиционните програми за предходни периоди, би довело до нови бъдещи ограничения в необходимите приходи на дружеството, както и до затрудняване на изпълнението на лицензионната дейност. Също така в разглежданото възражение е посочено, че са нарушени принципите, регламентирани в чл. 31, т. 1, 2 и 4 от ЗЕ, а именно цените да са недискриминационни, да покриват икономически присъщите разходи и да осигуряват възвръщаемост на енергийните предприятия. Във връзка с гореизложеното, „Електроразпределение Север“ АД заявява разходи за технологични нужди от 10,02% (606 345 MWh) на обща стойност 75 714 хил. лв., отчитайки предложените в доклада цени за технологичен разход (76,82 лв./MWh), цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа (10,24 лв./MWh) и цена за задължения към обществото (36,01 лв./MWh) и разходи за балансиране (1,80 лв./MWh).

Дружеството възражава срещу определената норма на възвръщаемост на капитала в размер на 6,67% с аргумента, че по данни на Damodaran стойността на коефициента β за компании от енергийния сектор е 1,25. Посочва също така, че по данни на БНБ лихвеният процент по кредити в лева за нефинансови предприятия за 2017 г. е в размер на средно 3,85%, а към април 2018 г. достига дори 4,16%, като тези стойности са по-високи от определената от КЕВР норма на възвръщаемост на привлечения капитал от 3,54%.

В допълнение „Електроразпределение Север“ АД настоява, в случай че нормата на възвръщаемост за пети регулаторен период бъде преизчислена съгласно посочените по-горе стойности, същата да бъде не по-ниска от утвърдената за предходния регулаторен период.

Комисията приема за неоснователни възраженията на дружеството, по мотиви, изложени в т. 2.5. и т. 2.2. от единния подход. Допълнителен аргумент относно размера на технологичните разходи представлява обстоятелството, че през предходния регулаторен период „Електроразпределение Север“ АД отчита инвестиции в общ размер на 73 977 хил. лв., като постига намаление на технологичните разходи с 3,6 процентни пункта до 10,02%, а за следващия Комисията е одобрила инвестиции в размер на 135 000 хил. лв., т.е. с 82,5% повече.

По отношение на нормата на възвръщаемост, при определянето на коефициента β на активите не са използвани данните от Aswath Damodaran – Stern School of Business, тъй като в изчисленията му българските дружества („ЧЕЗ Електро България“ АД и „ЧЕЗ Разпределение България“ АД) са поставени сред компаниите от развиващите се пазари, където преобладаващ дял имат китайски, африкански, южноамерикански, руски и индийски компании и съответно резултатът не е относим към българския пазар.

В тази връзка Комисията е използвала анализа на Stern Stewart & Co. Данните на БНБ за лихвения процент по кредити в лева за нефинансови предприятия за 2017 г. са неприложими за определянето на безрисковия лихвен процент, тъй като те се базират на информация за лихвената статистика на всички банки в Република България, в т.ч. клоновете на чуждестранни банки и включват всички кредити, в т.ч. нов бизнес, необслужвани такива, кредити на рискови предприятия и др. Допълнителен аргумент относно искането нормата на възвръщаемост на капитала да бъде увеличена представлява утвърдената такава от регулаторите в съседните държави, в страните със съпоставим кредитен рейтинг с този на България от около 5% (напр. Румъния – 5,07%), а в страни с далеч по-нисък кредитен рейтинг (напр. Македония – 6,1%) нормата на възвръщаемост е на нивата от настоящото решение.

3.3.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Север“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2017 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

- Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 82 457 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени в т. 2.1. от единния подход. Допълнителен аргумент представлява и обстоятелството, че през базисната година дружеството увеличава тази група разходи с 15% спрямо утвърдените за регулаторния период и с 25% спрямо отчетените за предходната 2016 г. В тази връзка може да се приеме, че поисканото увеличение с размера на инфлацията от 2,8% за 2017 г. е акумулирано от дружеството още през базисната година;

- Разходите за технологични разходи са изчислени при технологичен разход в размер на 9%, в съответствие с т. 2.2. от единния подход;

- Разходите за балансиране са изчислени съгласно т. 2.7. от единния подход;

- Стойността на необходимия оборотен капитал е коригирана от 19 596 хил. лв. на 18 736 хил. лв., съгласно т. 2.4.3. от единния подход;

- Нормата на възвръщаемост е коригирана на 6,67% съгласно т. 2.5. от единния подход;

- В съответствие с т. 2.6.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -8 353 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 176 064 хил. лв.;

$P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 186 303 хил. лв.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 225 826 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 588 927 хил. kWh;

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

$C_{тр.}$ и $C_{тр.}^1$ – утвърдената цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително разходи за балансиране, цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 118,75 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) -2 379 хил. лв., изчислението на корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Z_{t-1} , е представено в следващата таблица:

	Показатели	Общо
1	Количество пренесена енергия, MWh	5 735 511
2	Утвърдено количество технологичен разход (9%), MWh	567 248
3	Приходи, отчет в хил. лв.	202 354
4	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.	48 944
5	Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	5 225 826
6	Утвърдено количество технологичен разход (9%), MWh	516 840
7	Приходи, утвърдени в хил. лв.	184 485
8	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 6, хил. лв.	44 594
9	P _{t-3}	-516
10	Z _{t-1} (p.7-p.8-p.3+p.4+p.9)	-14 035
11	Z _{t-1} , утвърден с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.	-11 656
12	P _{t-2} (p.10-p.11)	-2 379

– В съответствие с т. 2.6.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г., в размер на (минус) -3 346 хил. лв. Представените със заявление за цени с вх. № Е-13-273-16 от 30.03.2018 г. стойности на амортизацията на извършените през 2017 г. инвестиции са коригирани от 4 183 хил. лв., в т.ч. амортизации на безвъзмездно придобити активи в размер на 305 хил. лв., на 3 585 хил. лв., в т.ч. амортизации на безвъзмездно придобити активи в размер на 210 хил. лв., във връзка с констатациите в доклад с вх. № Е-Дк-548 от 15.06.2018 г. относно: 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“, приет с решение на КЕВР по Протокол № 113 от 22.06.2018 г., т. 6. Въз основа на информацията, постъпила в Комисията с писма с вх. № Е-13-273-27 от 04.05.2018 г. и с вх. № Е-13-273-31 от 08.05.2018 г. е установено, че дружеството изчислява амортизации на активи, които не са въведени в експлоатация. Съгласно изискванията на Международните счетоводни стандарти и на Закона за корпоративно подоходно облагане (ЗКПО), начисляването на амортизации на амортизируемите активи започва от момента, в който те са налице за употреба, т.е. когато са на мястото и в състоянието, необходими за тяхната експлоатация. Начисляването на амортизации започва от деня, следващ датата на въвеждане в експлоатация, докато за данъчни цели от началото на месеца, в който са въведени в експлоатация. Според Национални стандарти за финансови отчети за малки и средни предприятия начисляването започва от началото (1-во число) на месеца, следващ месеца на въвеждане в експлоатация. За начисляване на амортизациите, активите във всички случаи следва да са осчетоводени и записани в сметките от група 20 и 21. Не се начисляват амортизации на дълготрайни материални активи в процес на изграждане от групата „Разходи за придобиване на ДМА“ за строителство на обекти по стопански начин и чрез възлагане, както и на стокowo-материалните запаси, държани на склад, закупени, доставени и съхранявани за бъдещо влагане в обектите по инвестиционната програма. Следва да се отбележи също, че съгласно годишния финансов отчет на „Електроразпределение Север“ АД амортизация на активите, невъведени в експлоатация/некапитализирани, дружеството не е начислявало. Следователно тези разходи не са възникнали за дружеството, не са извършени от него през периода, за който са представени и не следва да се прехвърлят към крайните потребители. Противното би било нарушение на принципите на ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. За сравнение и като допълнителен аргумент относно извършената корекция, представяйки отчетната информация за извършените през 2017 г. инвестиции, „Електроразпределение Юг“ ЕАД, спазвайки счетоводните правила, не е изчислило амортизации на активите, които не са въведени в експлоатация.

хил. лв.

		2015 г. (И1)	2016 г. (И2)	2017 г. (И3)
		отчет	отчет	отчет
1	Инвестиции – общо	17 654	23 524	32 799
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	2 156	2 613	2 448
3	Нетна амортизация, Ап	2 155	2 617	3 376
4	Номинален размер на инвестициите (p.1-p.2-p.3)	13 343	18 294	26 975
5	Среден номинален размер на инвестициите $I = (2,5 * I1 + 1,5 * I2 + 0,5 * I3) / 3$	24 762		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	91 530		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 * A1 + 1,5 * A2 + 0,5 * A3) / 3$, съгласно стойностите, посочени на p.3	3 667		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	4 829		
9	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (p.5-p.6)*7,04%*3+(p.7-p.8)*3	-17 586		
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.	-14 240		
11	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (p.9-p.10)	-3 346		

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

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	82 457
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	67 428
3	Разходи за амортизации	40 282
4	Регулаторна база на активите	262 815
4.1.	Призната балансова стойност на активите	188 024
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	56 056
4.3.	Необходим оборотен капитал	18 736
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (p.4*p.5)	17 530
7	Корекция с фактор Z	- 8 353
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	- 3 346
9	Необходим годишни приходи (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)	195 997
10	Количество електрическа енергия за разпределение	5 445 000

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 – 0,01170 лв./kWh;
 - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03278 лв./kWh;
 - цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00854 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за първата ценова година от петия регулаторен период – 195 997 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 445 000 MWh.

3.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00666 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02783 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 01.07.2018 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. В законоустановения срок не е постъпило становище от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД 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-13-09-8 от 02.04.2018 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за първата ценова година от петия регулаторен период. След анализ на тази информация, данните от годишния финансов отчет на дружеството за 2017 г. и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са признати на стойност от 1 748 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени в т. 2.1. от единния подход.

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е определена в размер на 413 хил. лв. в съответствие с т. 2.3. от единния подход. Изчисленията са представени в следващата таблица:

		<i>хил. лв.</i>		
„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		2018 г.	2019 г.	2020 г.
1	Разходи за амортизации	538	496	297
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи	- 75	- 75	- 75
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин	463	421	222
4	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи	369		
5	Амортизация на инвестициите	44		
6	Среден годишен разход за амортизации	413		

– Регулаторната база на активите е определена в размер на 2 214 хил. лв. в съответствие с т. 2.4. от единния подход:

а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период:

		<i>хил. лв.</i>
1	Балансова стойност на активите към 31.12.2017 г.	3 027
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин	605
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2017 г. (р.1-р.2)	2 422
4	Средна стойност на амортизациите $(3 \cdot \text{AM}_1 + 2 \cdot \text{AM}_2 + \text{AM}_3 - 6 \cdot \text{AM}_\Phi) / 3$	818
5	Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4)	1 604

б) среден номинален размер на инвестициите:

		хил. лв.		
		2018 г. (И ₁)	2019 г. (И ₂)	2020 г. (И ₃)
1	Инвестиции – общо	427	304	365
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	130	115	148
3	Амортизация – общо	18	49	82
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	3	9	16
5	Номинален размер на инвестициите (p.1-p.2-p.3+p.4)	282	149	151
6	Среден номинален размер на инвестициите $I = (2,5 \cdot I_1 + 1,5 \cdot I_2 + 0,5 \cdot I_3) / 3$	335		

в) стойността на необходимия оборотен капитал е определена в размер на 275 хил. лв. съгласно т. 2.4.3. от единния подход.

- Технологичните разходи на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са запазени на 5% в съответствие с т. 2.2. от единния подход;
- Разходите за балансиране са изчислени съгласно т. 2.7. от единния подход;
- Нормата на възвръщаемост е определена на 6,67% съгласно т. 2.5. от единния подход;
- В съответствие с т. 2.6.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (плюс) 42 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 2 432 хил. лв.;

$P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 2 377 хил. лв.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 70 505 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 68 910 хил. kWh;

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

$C_{тр.}$ и $C_{тр.}^1$ – утвърдената цена, по която общественят доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително разходи за балансиране, цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 118,75 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) -3 хил. лв., изчислението на корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Z_{t-1} , е представено в следващата таблица:

	Показатели	Общо
1	Количество пренесена енергия, MWh	72 203
2	Утвърдено количество технологичен разход (5%), MWh	3 800
3	Приходи, отчет в хил. лв.	3 013
4	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.	328
5	Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	65 398
6	Утвърдено количество технологичен разход (5%), MWh	3 442
7	Приходи, утвърдени в хил. лв.	2 729
8	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 6, хил. лв.	297
9	P_{t-3}	-31
10	Z_{t-1} (p.7-p.8-p.3+p.4+p.9)	-284
11	Z_{t-1} , утвърден с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.	-281
12	P_{t-2} (p.10-p.11)	-3

– В съответствие с т. 2.6.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г., в размер на -55 хил. лв.

		2015 г. (И ₁)	2016 г. (И ₂)	2017 г. (И ₃)
		отчет	отчет	отчет
1	Инвестиции – общо	451	249	181
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	355	0	50
3	Нетна амортизация, Ап	8	26	30
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	88	223	101
5	Среден номинален размер на инвестициите $I = (2,5 * I_1 + 1,5 * I_2 + 0,5 * I_3) / 3$	202		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	480		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 * A_1 + 1,5 * A_2 + 0,5 * A_3) / 3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	24,7		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	50		
9	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*7,04%*3+(р.7-р.8)*3	-135		
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.	-80		
11	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.9-р.10)	-55		

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

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	1 748
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	456
3	Разходи за амортизации	413
4	Регулаторна база на активите	2 214
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 604
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	335
4.3.	Необходим оборотен капитал	275
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	148
7	Корекция с фактор Z	42
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	- 55
9	Необходим годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)	2 752
10	Количество електрическа енергия за разпределение	69 170

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

- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00675 лв./kWh;
 - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03303 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за първата ценова година от петия регулаторен период – 2 752 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 69 170 MWh.

VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-26 от 30.03.2018 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-49-6 от 30.03.2018 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № Е-13-46-9 от 30.03.2018 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, в качеството си на краен снабдител, не е подало заявление за утвърждаване на цени. По силата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, в случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 41 и 45 от същата, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови, респективно регулаторен период въз основа на данните, с които разполага. От „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е постъпило писмо с вх. № Е-13-77-3 от 28.03.2018 г. с информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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 2017 г. – 2018 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 в размер на 4,67 лв./MWh, представляваща 6,51% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия. В тази връзка Комисията приема, че не са налице настъпили факти и обстоятелства, които да налагат изменение на стойностите на приетите в Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ в размер на 2,47 лв./MWh и разходи за балансиране в размер на 2,20 лв./MWh, определени в съответствие с разпоредбите на НРЦЕЕ (ред. ДВ, бр. 25 от 2017 г.).

Във връзка с горното при утвърждаването на цените на крайните снабдители следва да бъде отчетена необходимостта от създаване на предпоставки в дългосрочен план за осигуряване на плавен преход към напълно либерализиран пазар на електрическата енергия. При утвърждаването на регулираните цени на електрическата енергия по веригата на взаимносвързаност: производство – обществена доставка – снабдяване от краен снабдител, Комисията се ръководи от принципите за равнопоставеност между пазарните участници на регулирания и свободния пазар. В тази връзка е необходимо определянето на ценообразуващите елементи на регулирания сегмент на пазара да следва тенденциите и постигнатите резултати на конкурентния пазар, което се постига чрез използването на сравнителни анализи.

Дружествата на пазара по свободно договорени цени, в резултат на конкурентната среда, в която оперират, оптимизират разходите и съответно надценките, които калкулират в крайната офертна цена на клиентите си с оглед конкурентоспособността си. Анализ на офертните цени¹⁰ на свободния пазар, съпоставени с постигнатите цени на търговете за дългосрочни продукти на производителите, показва, че разликата между цените на едро и тези на дребно, т.е. надценката на доставчиците е в диапазона 2-6 лв./MWh, която следва да покрие разходите за балансиране, оперативните разходи на дружеството (разходи за заплати и осигуровки, разходи за управление, фактуриране, инкасиране, несъбираеми вземания, разходи за енергийна ефективност, маркетинг и реклама, търговски представители и др.), както и да осигури печалба. Разликите в прилаганите надценки от почти 100% се дължат основно на таргетираните групи клиенти и пазарното портфолио на търговеца. Тези, които са се фокусирали основно върху малки бизнес клиенти, за които се прилагат

¹⁰ Служебно известна информация

стандартизирани товарови профили, калкулират допълнителни около 1-2 лв./MWh в клиентската цена, отразяващи допълнителните разходи за търговски представители, маркетинг, реклама и автомобили, които разходи са неприсъщи за крайните снабдители, осъществяващи дейността си на регулирания пазар. Важно е да се отбележи също, че надценката на търговците на свободния пазар следва да покрива и специфични рискове, от които крайните снабдители са защитени от регулираната цена, като голяма волатилност на цените, промяна в профила на потребление, недостатъчно предлагане на електрическа енергия и др. При доставчиците на електрическа енергия, които са прехвърлили част от тези специфични рискове към клиентите си чрез договори, предвиждащи динамично ценообразуване (клиентската цена се определя като функция на цената на едро за дългосрочен продукт на даден производител, в повечето случаи „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, профила на потребление на клиента и фиксиран процент търговска надценка¹¹, включваща небаланси), се наблюдават дори по-ниски нива на надценката от посочените по-горе, в размер на около 2-3 лв./MWh.

С оглед запазването на разходите за балансиране на утвърденото за предходната ценова година ниво следва да се има предвид, че с Решение № Ц-40 от 29.12.2017 г. на КЕВР относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, е възприет нов, по-справедлив подход за определяне на пределната цена на балансиращата енергия, въз основа на който разходите на участниците на годишна база би следвало да намалее.

Разходите за балансиране са присъщи разходи за дейността, които следва да се прехвърлят към крайните клиенти, тъй като небалансите се предизвикват от промяна в поведението на клиентите. Следва да се има предвид обаче, че прогнозите се изготвят от крайните снабдители и част от възникналите разходи за балансиране не са предизвикани от клиентите, а от самите дружества поради грешно изготвена прогноза, поради което същите следва да поемат финансовите последици от това. При сравнение на отчетните данни на крайните снабдители е видно, че част от тях се справят много по-добре от останалите при изготвяне на прогнозите, като резултатите показват разлики в разходите за небаланси от почти два пъти. Тази тенденция е още по-ясно изразена сред търговците на електрическа енергия, които инвестират значителни средства в подобряване на прогнозите си с оглед конкурентоспособността си на пазара. В тази връзка включването на пълната заявена стойност на разходите за балансиране в необходимите годишни приходи на дружествата би нарушило интересите на клиентите, тъй като те ще следва да заплатят разходи на дружествата, без същите да са предизвикани от тях. По този начин се нарушава и основният принцип на балансиращия пазар, а именно че небалансите се заплащат от този, който ги е предизвикал, като в същото време се отнема стимулът на електроразпределителните дружества и крайните снабдители да изготвят точни прогнози.

От друга страна при сравнение на графиците на крайните снабдители и електроразпределителните дружества към обществения доставчик и отчетните данни се установява, че: през преобладаващата част от месеците количествата електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по график са по-големи от отчетените; през по-голямата част от месеците количествата електрическа енергия на крайните снабдители по график са по-малки от фактурираните на крайни клиенти; през преобладаващата част от месеците специалните балансиращи групи, в които преки членове са електроразпределителните дружества и крайните снабдители, са в излишък, поради по-големите количества електрическа енергия за технологичен разход по график. Това изкривяване в прогнозите е обусловено от факта, че през предходния ценови период цената, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, е по-ниска от цената, по която продава електрическа енергия на крайните снабдители, тъй като в последната е включена цената за задължения към обществото, както и от факта, че съответният мрежови оператор и снабдително дружество са

¹¹ Служебно известна информация

в една балансираща група. В тази връзка крайните снабдители изкуствено занижават графици си, което им позволява да фактурират на клиентите си повече електрическа енергия от реално платената на обществения доставчик.

В същото време тези недостизи се нитират от завишени количества по графици на електроразпределителното дружество. Изложеното като краен резултат води до реализиране на значително по-високи маржове от крайните снабдители, както е описано по-долу, но изкуствено увеличава разходите за балансиране на мрежовите оператори и крайните снабдители.

Анализът на резултатите от балансиращия пазар показва, че дружествата не са предприели достатъчно мерки за активно управление на своите небаланси и минимизиране на отклоненията от регистрирания при оператора на пазара агрегиран график.

Съпоставката на гореизложените данни, резултатите от бенчмаркинг анализа, въз основа на който е определена компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., както и утвърдената за предходните два ценови периода надценка на крайните снабдители, налагат извода, че определената надценка за крайните снабдители в размер на 4,67 лв./MWh е съпоставима, дори надвишаваща средните нива на пазара.

Анализът на отчетните данни на дружествата за 2017 г. показва, че реализираните маржове значително надвишават утвърдените от регулатора. При „ЧЕЗ Електро България“ АД с 90%, при „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД с 40%, а при „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД със 118%.

Показатели		„ЧЕЗ Електро България“ АД	„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД
1	Фактурирани количества за 2017 г., MWh	5 656 086	4 967 399	3 242 092
2	Отчетени приходи, хил. лв.	657 497	565 704	380 988
3	Постигната средно претеглена цена, лв./MWh	116,25	113,88	117,51
4	Разходи за електрическа енергия, хил. лв.	607 402	533 416	348 130
5	Среднопретеглена цена за покупка на електрическа енергия от НЕК ЕАД, лв./MWh	107,39	107,38	107,38
6	Реализиран марж, хил. лв.	50 096	32 287	32 858
7	Реализиран марж, лв./MWh	8,86	6,50	10,13
8	Утвърден марж, включващ разходи за балансиране и компонента за дейността в размер на 2,29%, хил. лв.	26 353	23 144	15 105
9	Надвзети средства	23 743	9 144	17 753

Видно от горното, крайните снабдители реализират значително по-високи маржове от утвърдените в регулираните цени на дружествата и ако спазват заложената рамка относно разходите за небаланси, реализираните маржове позволяват както да се покрият оперативните разходи на дружествата, така и да се осигури възвръщаемост в значителен размер, което се потвърждава от отчетените финансови резултати за годината. Приемането на исканията им за повишаване на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ би осигурило свръхпечалба, респективно свръхвъзвръщаемост на крайните снабдители, предвид което не би бил спазен принципът по чл. 31, т. 4 от ЗЕ.

Следва да се има предвид, че при калкулациите на разходите на крайните снабдители не са отчетени обстоятелствата, че през 2017 г., в качеството си на координатори на специални балансиращи групи, тези дружества продължават практиката да купуват по-малко електрическа енергия за потреблението на крайните клиенти и повече за технологични

разходи, което им осигурява допълнителни печалби, за сметка на приходите на обществения доставчик от цената за задължения към обществото.

Предвид гореизложеното е икономически обосновано компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ да се определи в размер на 4,67 лв./MWh или 6,51% от разходите за покупка на електрическа енергия. Преминването на голяма част от небитовите потребители към свободния пазар предполага оптимизация на разходите на крайните снабдители, с оглед постигане на равнопоставеност между клиентите, избрали пазара по свободно договорени цени, и клиентите на крайните снабдители, за които цените на електрическата енергия се утвърждават от регулатора. Следва да се има предвид и европейската практика, която показва, че при пълно либерализиране на пазара на електрическа енергия, каквото предстои да се осъществи и в Р България, оптимизирането на разходите на снабдителите е от изключителна важност и се случва по естествен път поради минималните маржове на конкурентните пазари.

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.

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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

2.1. „ЧЕЗ ЕЛЕКТРО БЪЛГАРИЯ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-47-26 от 30.03.2018 г., „ЧЕЗ Електро България“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г.

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

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЧЕЗ Електро България“ АД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи ниско напрежение (НН), както и предложените от дружеството за новия ценови период, са представени в таблицата по-долу:

„ЧЕЗ Електро България“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност - ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,17643	0,13894	-21,25%
- Дневна	0,11294	0,13828	+22,44%
- Нощна	0,07024	0,08628	+22,84%
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14196	0,13862	-2,35%
- Нощна	0,07024	0,08628	+22,84%
3. Една скала	0,14196	0,11915	-16,07%
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13205	0,13821	+4,66%
- Нощна	0,05696	0,08603	+51,04%
2. Една скала	0,13205	0,11880	-10,03%

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

- Разходите за закупуване на електрическа енергия са изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени на обществения доставчик и възлизат на 515 450 хил. лв.;
- Разходи за балансиране на стойност 17 036 хил. лв.;
- Възвръщаемост на регулаторната база – 5 341 хил. лв.;
- Компонента за дейността – 29 963 хил. лв.;
- Към необходимите годишни приходи дружеството включва несъбираеми вземания – 4 045 хил. лв., разходи за енергийна ефективност в размер на 172 хил. лв., некомпенсирани разходи за небаланси – 16 546 хил. лв., разходи за ребрандиране – 2 027 хил. лв.;
- Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 785 534MWh.

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

С писма с вх. № Е-13-47-38 от 04.06.2018 г. и вх. № Е-13-47-38 от 11.06.2018 г. „ЧЕЗ Електро България“ АД е представило становища по доклада и по проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

Дружеството изразява несъгласие със запазването на компонентата за дейността на нивото, определено за предходния ценови период, тъй като счита, че още с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. КЕВР, в противоречие с материалния закон и неговата цел, неправилно е определила нейния размер, като се позовава на съдебни решения в тази връзка. Според крайния снабдител не става ясно каква част от компонентата е за покриване на оперативните разходи и каква за осигуряване на възвръщаемост на капитала, отделно от това не става ясно и кои точно разходи са признати и включени в компонентата и кои не са. Дружеството твърди, че при определянето на компонентата за дейността не са отчетени в пълния им обем лицензионните задължения на крайния снабдител и законовите задължения, които се

вменяват с ежегодните изменения в нормативната уредба. Като пример са посочени задълженията, вменени със ЗЕ на крайните снабдители да администрират договори за изкупуване по преференциални цени на електрическата енергия, произвеждана от производители от възобновяеми източници, както и задълженията за събиране вземанията на електроразпределителните дружества от крайни клиенти за предоставяните от тях услуги и свързания с това риск от несъбирането им, който е изцяло за крайните снабдители.

„ЧЕЗ Електро България“ АД счита за несправедливо и тенденциозно направеното сравнение на доставчици на свободен с такива на регулиран пазар, тъй като за последните възникват допълнителни разходи за фактуриране и инкасиране, вкл. разходи за персонал, услуги от доставчици на услуги по отпечатване, пликуване и разнасяне на фактури, инкасиране на плащания от клиентите, ИКТ услуги, офиси и др., както и разходи за работа с потребители и за тяхната издръжка, вкл. разходи за персонал, ИКТ услуги, издръжка на офиси и търговски центрове, събиране на просрочени вземания и др., като всички изброени разходи вече се поемат и заплащат единствено и само от крайния снабдител без участието на електроразпределителното дружество.

„ЧЕЗ Електро България“ АД подчертава, че условно-постоянните му разходи не се влияят от обема и цената за покупка на електрическа енергия, а зависят изцяло от броя клиенти, които дружеството обслужва и които относително запазват своя брой.

Дружеството отбелязва, че не разполага с нетекущи активи, върху които да бъде начислена възвръщаемост, но оборотният капитал е основен капиталов инструмент за осъществяване на лицензионната дейност и включването в цените на възвръщаемост от него е гаранция за потребителите, че дружеството ще има необходимите средства за поддържане на необходимия размер парични средства за посрещане на текущите задължения, както и задълженията към доставчици.

„ЧЕЗ Електро България“ АД възразява срещу частичното признаване на разходи за балансиране с аргумента, че направеният сравнителен анализ с търговците на свободния пазар е необективен, дори само поради нормативните ограничения, наложени на координатора на специална балансираща група, който няма право да обединява отклоненията си с други балансиращи групи, каквото право имат всички координатори на стандартни балансиращи групи, което допълнително повишава разходите му за балансиране спрямо разходите на координатори на стандартни балансиращи групи. Предвид необходимостта от справедливо прехвърляне на разходите, свързани с балансиране при осъществяване на дейността „снабдяване с електрическа енергия“, дружеството настоява Комисията да признае в необходимите приходи пълния размер на заявените разходи за балансиране за следващия ценови период – 17 036 хил. лв. или 3,56 лв./MWh.

Освен гореизложеното, „ЧЕЗ Електро България“ АД прави искане в окончателното ценово решение Комисията да преразгледа подхода си по отношение изработването на механизъм за компенсиране на некомпенсирани разходи за балансиране за периода от 01.06.2014 г. – 28.02.2018 г. в размер на 16 546 хил. лв.

В становището си дружеството посочва липсата на мотиви за непризнаването на разходи за енергийна ефективност, произтичащи от задълженията на „ЧЕЗ Електро България“ АД съгласно Закона за енергийната ефективност (ЗЕЕ), въпреки представените като доказателство за реализирани енергийни спестявания удостоверение № УЕС ТЕ 7 от 03.07.2014 г., удостоверение № 45/06.04.2015 г., удостоверение № 114/27.04.2016 г., удостоверение № 118/17.08.2017 г. и удостоверение № 685/06.02.2018 г., издадени от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР).

В тази връзка отбелязва, че с Решение № 796 на Министерски Съвет от 20.12.2017 г. на „ЧЕЗ Електро България“ АД е определена конкретна индивидуална цел за постигане на енергийни спестявания в размер на 51,885 GWh за 2017 г. В допълнение посочва, че през месец март 2018 г. АУЕР е публикувала на интернет страницата си проект на списък на задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2018 г., като съгласно този списък на „ЧЕЗ Електро България“ АД е определена индивидуална цел от 77,738 GWh.

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

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

В представеното становище дружеството отново акцентира върху съществуващото в практиката кръстосано субсидиране между цените на битовия сегмент и тези за небитови клиенти, което е довело до ускоряване на темповете на масово излизане от регулирания сегмент на стопанските потребители. Последното, според дружеството, заедно с непризнаването на реалните разходи, ще има за резултат увеличаване на финансовата загуба и декапитализация на „ЧЕЗ Електро България“ АД, както и бъдещи сериозни проблеми с ликвидността на дружеството.

Комисията счита, че възраженията на дружеството са неоснователни предвид аргументите, изложени в единния подход за регулиране на електроразпределителните дружества и крайните снабдители.

Необосновани са исканията на дружеството за повишение на определената компонента с аргумента, че *„съдът еднозначно е установил, че чрез утвърдената компонента за дейността в размер на 2,29% няма да бъдат възстановени оперативните разходи на дружеството, както и че при това ниво няма да бъде реализирана възвръщаемост на капитала“*. Съдът прави този извод въз основа на прогнозите на „ЧЕЗ Електро България“ АД за съответния ценови период, представени в заявлението на дружеството пред Комисията. Отчетните данни обаче показват, че не само оперативните разходи на дружеството са възстановени, но и то е реализирало значителна възвръщаемост. Както е представено в т. 1.1. от единния подход, „ЧЕЗ Електро България“ АД е реализирало 23 743 хил. лв. надвзет приход през 2017 г. Основен принцип на регулирането е анализът на постигнатите от енергийните предприятия резултати при утвърждаване на цените за следващ регулаторен период. Това изискване е фундаментално за осигуряване спазването на принципите, регламентирани в чл. 23, т. 2-5, 11, 12, чл. 24 и чл. 31 от ЗЕ. Практиката на крайните снабдители е в ценовите си заявления да манипулират прогнозата за разпределение на количествата електрическа енергия между групите клиенти и между отделните тарифи по начин, който да им гарантира значително по-висока стойност на компонентата за дейността, в сравнение с утвърдената от регулатора такава, както е подробно описано в т. 1.1. от единния подход. В тази връзка е от изключително значение анализът на отчетните данни на дружествата.

Съгласно годишния финансов отчет на „ЧЕЗ Електро България“ АД дружеството отчита печалба за 2017 г. в размер на 40 527 хил. лв. от дейността крайно снабдяване, което представлява постигната норма на възвръщаемост от над 50% (изчислена съгласно предложения от „ЧЕЗ Електро България“ АД подход, съгласно който поради липса на нетекущи активи РБА на крайния снабдител е определена като равна само на оборотния капитал, изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ). Дори ако финансовият резултат на дружеството се намали с възстановената обезценка на вземане от НЕК ЕАД в размер на 18 693 хил. лв. до 21 426 хил. лв., то постигнатата норма на възвръщаемост е 28%. В тази връзка и предвид изложеното в т. 1.1. от единния подход, всяко увеличение на утвърдения с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. размер на компонентата ще доведе до нарушаване на чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, регламентиращи принципите за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти, осигуряване на равни условия за сключване на сделки при свободно договорени цени в сравнение със сключваните с

обществения доставчик или с крайните снабдители на електрическа енергия, както и този, регламентиран в чл. 31, т. 4, съгласно който цените следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала.

Твърденията на дружеството, че направеното сравнение между доставчици на свободен с такива на регулиран пазар е несправедливо и тенденциозно, тъй като за последните възникват допълнителни разходи, са неоснователни. Доставчиците на свободния пазар работят в изключително конкурентната среда, изложени са на ценови рискове, от които регулираните дружества са защитени, като голяма волатилност на цените, промяна в профила на потребление, недостатъчно предлагане на електрическа енергия и др., както и оптимизират разходите си, за разлика от крайните снабдители. Достатъчно показателни са финансовите резултати на тези дружества – в по-голямата си част те са на минимална печалба или дори загуба, докато крайните снабдители отчитат значителни печалби. За сравнение „ЧЕЗ Електро България“ АД отчита печалба от дейността краен снабдител в размер на 41 064 хил. лв. – около 100 пъти по-висока от тази за дейността „търговия с електрическа енергия“ в размер на 464 хил. лв. и 9 пъти по-висока от тази на търговеца на свободен пазар с най-голям пазарен дял – „ЧЕЗ Трейд България“ ЕАД, в размер на 4 583 хил. лв.

По отношение на възражението на дружеството, че не става ясно каква част от компонентата е за покриване на оперативните разходи и каква за осигуряване на възвръщаемост на капитала, следва да се има предвид, че съгласно разпоредбата на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ компонентата 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. При определяне на тази компонента Комисията в изпълнение на чл. 3, ал. 6 от НРЦЕЕ използва подход, при който анализира общото финансово състояние на дружествата и ръководейки се от принципите по чл. 23, чл. 24 и чл. 31, т. 4 определя общ размер на маржа (разликата между приходите и разходите за електрическа енергия), който дружеството следва да реализира. Този подход се използва от водещите регулатори в Европа, в т.ч. и Ofgem, като компонентите на необходимите приходи не се разделят на ОПЕХ (оперативни разходи) и САРЕХ (възвръщаемост на регулаторната база), а се определят и контролират като ТОТЕХ (общи приходи). По този начин се осигурява гъвкавост на регулираното дружество и допълнителен стимул да оптимизира разходите си, с което да си осигури по-висока възвръщаемост. В тази връзка компонентите на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, като разходи за дейността, възвръщаемост и разходи за балансиране, са динамични, като увеличението, съответно намалението на всяка от тях, се отразява на реализираната възвръщаемост. Този подход се използва и от доставчиците на електрическа енергия на свободния пазар, като някои от тях, с оглед конкурентоспособността си на пазара, продават електрическа енергия на себестойност, като реализират възвръщаемост от оптимизирани спрямо конкурентите си разходи за небаланси.

Комисията счита възражението относно разходите за балансиране за неоснователно, поради аргументите, изложени в т. 1.1. по-горе. Отделно от това не са обективни твърденията на дружеството, че частичното включване на разходите, произтичащи от сделки с балансираща енергия, в признатите от КЕВР разходи е в противоречие с Решение № 11674 от 05.11.2015 г. на ВАС по адм. дело № 9747/2014 г., оставено в сила с Решение № 2022 от 23.02.2016 г. на ВАС по адм. дело № 294/2016 г. С цитираното решение съдът е отменил чл. 10, ал. 2, т. 2 от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (отм.) поради допуснати съществени нарушения на административнопроизводствените правила, а не поради установена материална незаконосъобразност на отменената разпоредба. Постановеното решение не задължава Комисията при утвърждаването на цените на енергийните предприятия да включва в признатите им разходи пълния размер на заявените разходи, произтичащи от сделки с балансираща енергия, както и не съдържа задължителни указания към регулатора по тълкуване и прилагане на определени законови разпоредби. Аргументи относно определения размер на разходите за балансиране са изложени по-горе в общия подход по т. 1.1.

Комисията не приема възражението относно разходите за енергийна ефективност за основателно, тъй като разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и

- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

Комисията счита възражението на дружеството относно несъбираемите вземания за неоснователно предвид изложеното в т. 1.4. от единния подход.

2.1.3. Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на ценовото предложение на „ЧЕЗ Електро България“ АД се установи, че предложението на дружеството по отношение стойностите на ценообразуващите елементи противоречи на разпоредбата на чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ (ред. ДВ, бр. 25 от 2017 г.), съгласно която размерът на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ се определя в размер до 3% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, т.е. максималният размер на икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на дружеството не следва да надхвърля 15 464 хил. лв., а дружеството предлага 35 304 хил. лв. Разпоредбата на чл. 10 от НРЦЕЕ не позволява включването на допълнителни разходи в необходимите годишни приходи на крайните снабдители извън тези, които се покриват от компонентата за дейността и компонентата за балансиране.

В резултат на гореизложеното и извършените корекции при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, цените на „ЧЕЗ Електро България“ АД са, както следва:

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,18101
- Дневна	0,11601
- Нощна	0,07195
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14445
- Нощна	0,07195
3. Една скала	0,14445
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.
	лв./kWh
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13294
- Нощна	0,05654
2. Една скала	0,13294

при следните ценообразуващи елементи:

- цена, по която общественят доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители – 71,71 лв./MWh;
- цена за задължения към обществото – 36,75 лв./MWh;
- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 4,67 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 541 402 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 4 785 534 MWh.

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

- 1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00984 лв./kWh;**
- 2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03245 лв./kWh;**
- 3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:**
 - за небитови клиенти – 0,01796 лв./kW/ден,
 - за битови клиенти – 0,00519 лв./kWh.

2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-49-6 от 30.03.2018 г., изменено с писмо с вх. № Е-13-49-6 от 11.05.2018 г., „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г.

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

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството, считано от 01.07.2018 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,16856	0,17265	+2,43%
- Дневна	0,11238	0,11509	+2,41%
- Нощна	0,06488	0,06642	+2,37%
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13094	0,13904	+6,19%
- Нощна	0,06488	0,06642	+2,37%
3. Една скала	0,13094	0,13904	+6,19%
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13094	0,13904	+6,19%
- Нощна	0,05462	0,05591	+2,36%
2. Една скала	0,13094	0,13904	+6,19%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Прогнозни продажби на електрическа енергия на крайни клиенти за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. в размер на 4 572 461 MWh;
- Използвана е утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на битови и небитови клиенти в размер на 107,71 лв./MWh;
- Разходи за балансиране в размер на 2,20 лв./MWh или общо за новия ценови период в размер на 10 059 хил. лв.;
- Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, изчислена по обратен път, в размер на 4,80% от утвърдената средна покупна цена на дружеството.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е подало и:

- Искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране разходи за 2018 г., свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност за изпълнение на национална цел и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по Закона за енергийната ефективност (ЗЕЕ) чрез цена за задължения към обществото и
- Искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи за периода 2010-2017 г., свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност за изпълнение на национална цел и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по ЗЕЕ чрез цена за задължения към обществото.

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

С писма с вх. № Е-13-49-16 от 04.06.2018 г. и вх. № Е-13-49-19 от 22.06.2018 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е представило становища по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

Дружеството възразява срещу предложения в доклада размер на компонентата за дейността от 2,29% и счита за неприемлив използвания подход за определянето му чрез

сравнение на крайните снабдители с търговците на електрическа енергия, защото крайният снабдител има редица задължения, които не са задължения на търговеца по свободно договорени цени, изкупува електрическата енергия от над 1200 ВЕИ производители ежесечно, преди и независимо дали е получил плащане от НЕК ЕАД, което изисква сериозно количество оборотни средства, носи целия риск от несъбираемост от над 1,6 милиона клиенти и не на последно място за разлика от търговците не може да договаря с клиентите нито цени, нито условия, нито срокове или начини за разплащане, различни от заложените в ЗЕ, Общите условия на договорите за продажба на електрическа енергия или издадената му лицензия, като посочва, че например по отношение заплащането на потребената енергия над 90% от клиентите плащат сметките си на каса, което е много скъпа услуга. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД настоява също така при утвърждаване на необходимите приходи за дейността да бъдат отчетени вменените му нормативни задължения, свързани с изпълнението на изискванията на чл. 38б от ЗЕ, с участието в европейския механизъм „REMIT“, с дейностите по чл. 80а от ЗЕ и с тези съгласно § 14 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.) във връзка с администрирането на договорите по чл. 97, ал. 1, т. 2 от ЗЕ, заедно с всички изменения и допълнения. Според дружеството прилаганият от КЕВР метод на ценообразуване, в който е заложен максимален размер на компонентата за дейността, го лишава от правото да получи обоснована възвръщаемост на капитала в нарушение на чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Предвид горното крайният снабдител очаква от Комисията да утвърди компонента за дейността, отразяваща реалния размер на оперативния разход, ведно с включени амортизации и справедлива възвръщаемост.

Според „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД с така предложената тарифна структура КЕВР отстъпва от принципния си подход за намаляване на кръстосаното субсидиране между видовете тарифи и изразява становище, че в дългосрочен план ценовата политика и подходи, прилагани от регулатора, следва да отчитат динамиката на либерализация на пазара на електрическа енергия, като критериите за ценообразуване се основават все повече на обективни критерии и на намаляване влиянието на конюнктурни субективни фактори. Дружеството счита, че ако Комисията следва единна и целенасочена политика, то тя трябва да формира такива крайни цени на битовите и небитовите клиенти, на база на които крайният снабдител да може да разчита на предвидения му в НРЦЕЕ марж за всяка от групите си клиенти, независимо от промяна на съотношението между тях.

Крайният снабдител възразява срещу невключването в цените на разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели на енергийни спестявания с аргумента, че този подход на КЕВР е в конфликт с Решение № 796 от 20 12.2017 г. на Министерски съвет, в което е приет поименен списък на задължените лица и стойностите на определените им индивидуални цели за енергийни спестявания. Дружеството поставя акцент върху факта, че във всичките си ценови заявления от 2010 г. до настоящия момент е правило искания по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 1 и ал. 2, т. 5 от ЗЕ, произтичащи от наложени му задължения към обществото, свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност за изпълнение на национална цел и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по Закона за енергийната ефективност, които нито веднъж не са били взети под внимание от страна на КЕВР, като в тази връзка апелира в предстоящото решение да бъде уточнено за кога се отлагат тези разходи и по какъв начин ще бъдат компенсирани.

Комисията счита, че възраженията на дружеството са неоснователни предвид аргументите, изложени в единния подход за регулиране на електроразпределителните дружества и крайните снабдители.

Необосновани са исканията на дружеството за повишение на определената компонента, тъй като отчетните данни показват, че с този размер на надценката не само че са възстановени оперативните разходи на дружеството, но и то е реализирало значителна възвръщаемост. Както е представено в т. 1.1. от единния подход, „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е реализирало 9 144 хил. лв. надвзет приход през 2017 г. Основен принцип на регулирането е анализът на постигнатите от енергийните предприятия резултати при утвърждаване на цените за следващ регулаторен период. Това изискване е фундаментално за осигуряване спазването на принципите, регламентирани в чл. 23, т. 2-5, 11,

12, чл. 24 и чл. 31 от ЗЕ. Практиката на крайните снабдители е в ценовите си заявления да манипулират прогнозата за разпределение на количествата електрическа енергия между групите клиенти и между отделните тарифи по начин, който да им гарантира значително по-висока стойност на компонентата за дейността, в сравнение с утвърдената от регулатора такава, както е подробно описано в т. 1.1. от единния подход. В тази връзка е от изключително значение анализът на отчетните данни на дружествата.

Съгласно годишния финансов отчет на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД дружеството отчита печалба за 2017 г. в размер на 12 524 хил. лв. от дейността си, което представлява постигната норма на възвръщаемост от 19% (при РБА на крайния снабдител, определена като равна на оборотния капитал, изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ), която е значително над пазарните нива. В тази връзка и предвид изложеното в т. 1.1. от единния подход, всяко увеличение на утвърдения с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. размер на компонентата ще доведе до нарушаване на чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, регламентиращи принципите за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти, осигуряване на равни условия за сключване на сделки при свободно договорени цени в сравнение със сключваните с обществения доставчик или с крайните снабдители на електрическа енергия, както и този, регламентиран в чл. 31, т. 4 съгласно който цените следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала.

Твърденията на дружеството, че направеното сравнение между доставчици на свободен с такива на регулиран пазар е неприемливо, тъй като за последните възникват допълнителни разходи, са неоснователни. Доставчиците на свободния пазар работят в изключително конкурентната среда, изложени са на ценови рискове, от които регулираните дружества са защитени, като голяма волатилност на цените, промяна в профила на потребление, недостатъчно предлагане на електрическа енергия и др., както и оптимизират разходите си, за разлика от крайните снабдители. Достатъчно показателни са финансовите резултати на тези дружества – в по-голямата си част те са на минимална печалба или дори загуба, докато крайните снабдители отчитат значителни печалби. За сравнение „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД отчита печалба от дейността краен снабдител в размер на 12 524 хил. лв., а дружеството от групата ЕВН, което е лицензирано за дейността „търговия с електрическа енергия“ – „ЕВН Трейдинг Саут Ййст Юръп“ ЕАД отчита загуба в размер на 23 231 хил. лв., като в същото време печалбата на крайния снабдител е почти 3 пъти по-висока от тази на търговеца на свободен пазар с най-голям пазарен дял – „ЧЕЗ Трейд България“ ЕАД, в размер на 4 583 хил. лв.

Комисията не приема възражението относно разходите за енергийна ефективност за основателно, тъй като разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и
- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

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

постигане на индивидуалните им цели. Поради тези обстоятелства не е възможно да се прогнозира разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

2.2.3. Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на ценовото предложение на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД се установи, че предложението на дружеството за стойностите на ценообразуващите елементи противоречи на разпоредбата на чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ (ред. ДВ, бр. 25 от 2017 г.), съгласно която размерът на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ се определя в размер до 3% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, т.е. максималният размер на икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на дружеството не следва да надхвърля 3%, а дружеството предлага 4,8%.

В резултат на гореизложеното и извършените корекции при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, цените на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД са, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,16953
- Дневна	0,11357
- Нощна	0,06514
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13198
- Нощна	0,06514
3. Една скала	0,13198
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13244
- Нощна	0,05473
2. Една скала	0,13244

при следните ценообразуващи елементи:

- цена, по която общественят доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители – 71,71 лв./MWh;
- цена за задължения към обществото – 36,75 лв./MWh;
- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 4,67 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 517 296 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 4 572 461 MWh.

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

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00984 лв./kWh,
2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03253 лв./kWh,
3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:
 - за небитови клиенти – 0,01733 лв./kW/ден,
 - за битови клиенти – 0,00516 лв./kWh.

2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-46-9 от 30.03.2018 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г.

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

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството цени, считано от 01.07.2018 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност - ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,17980	0,17980	0,00%
- Дневна	0,12412	0,12412	0,00%
- Нощна	0,07012	0,07222	+2,99%
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14431	0,14431	0,00%
- Нощна	0,07012	0,07222	+2,99%
3. Една скала	0,14431	0,14144	-1,99%
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13803	0,14036	+1,69%
- Нощна	0,05528	0,05691	+2,95%
2. Една скала	0,13803	0,14036	+1,69%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 325 952 хил. лв., при утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на клиентите на крайния снабдител в размер на 107,71 лв./MWh;
- Разходи за балансиране – 9 986 хил. лв.;

- Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ съгласно чл. 10, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ – 9 779 хил. лв.;
- Количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти – 3 026 200 MWh;
- Разходи за енергийна ефективност, свързани с ангажиментите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ – 4 412 хил. лв.;
- Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 10 372 хил. лв.

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

С писмо с вх. № Е-13-46-18 от 01.06.2018 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

Крайният снабдител не е съгласен със запазването на размера на надценката за дейността крайно снабдяване на 2,29% от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството и посочва, че така определената надценка няма да е достатъчна да покрие реалните разходи за регулирана дейност на компанията с 4 834 хил. лв., дори без да се отчитат допълнителните разходи за несъбираеми вземания и енергийна ефективност. Дружеството счита, че поради намаляването на количеството на продажбите в резултат на либерализацията на пазара, размерът на надценката в абсолютна стойност намалява значително и пропорционално на количествата, докато разходите на компанията за обслужване на клиенти се изменят почти незначително, тъй като те са пряко зависими от броя на обслужваните клиенти, а не от количествата. Според „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД надценката не осигурява и възвръщаемост за компанията, което е нарушение на изискването на чл. 31, т. 4 от ЗЕ, съгласно което цените трябва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала. С оглед на горното дружеството настоява КЕВР да увеличи размера на надценката по чл. 10, ал. 2 и ал. 4 от НРЦЕЕ от 2,29% на 3% или от 2,47 лв./MWh на 3,23 лв./MWh при разходи за закупуване на електрическа енергия 326 112 хил. лв.

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД възразява срещу частичното признаване на заявените разходи за балансиране с аргумента, че дейността координатор на специална балансираща група се различава значително от тази на координаторите на стандартните балансиращи групи, от една страна поради настоящите пазарни условия на либерализация и голямата мигрираща клиентска маса от крайните снабдители, от друга – значително по-прогнозируемите и управляеми портфолия, които управляват търговците-координатори на свободен пазар (търговия на едро и преобладаващ обем от големи стопански клиенти с постоянно потребление). Според дружеството въпреки положените усилия и подобряването в точността на прогнозите, тази цена се оказва недостатъчна за покриване на реалните разходи, особено в случаи на високи цени на ЕСО ЕАД за недостиг, каквито са наблюдавани в началото на 2017 г. Дружеството също така отбелязва, че клиентското портфолио на крайните снабдители е много по-температурно зависимо от това на търговците на свободен пазар, което е видно от данните на електроенергийния системен оператор за промяната в съотношенията между регулиран и свободен пазар по месеци. Предвид гореизложеното крайният снабдител счита, че разходите за балансиране следва да бъдат увеличени от 2,20 лв./MWh на 3,30 лв./MWh, като част от цените за снабдяване с електрическа енергия.

На основание чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД счита, че наложените на дружеството разходи за енергийна ефективност, свързани със задължения към обществото, също следва да бъдат признати, като в тази връзка се позовава на законовото си задължение в качеството на краен снабдител за постигане на индивидуална цел за енергийни спестявания, предвидено в Закона за енергийната ефективност.

Комисията счита, че възраженията на дружеството са неоснователни предвид аргументите, изложени в единния подход за регулиране на електроразпределителните дружества и крайните снабдители.

Необосновани са исканията на дружеството за повишение на определената компонента, а твърденията, че определеният ѝ размер няма да е достатъчен да покрие реалните разходи за регулирана дейност на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД с 4 834 хил. лв., дори без да се отчитат допълнителните разходи за несъбираеми вземания и енергийна ефективност, са неверни, тъй като отчетните данни показват, че с този размер на надценката не само че са възстановени оперативните разходи на дружеството, но и то е реализирало значителна възвръщаемост. Както е представено в т. 1.1. от единния подход, „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е реализирало 17 753 хил. лв. надвзет приход през 2017 г. Основен принцип на регулирането е анализът на постигнатите от енергийните предприятия резултати при утвърждаване на цените за следващ регулаторен период. Това изискване е фундаментално за осигуряване спазването на принципите, регламентирани в чл. 23, т. 2-5, 11, 12, чл. 24 и чл. 31 от ЗЕ. Практиката на крайните снабдители е в ценовите си заявления да манипулират прогнозата за разпределение на количествата електрическа енергия между групите клиенти и между отделните тарифи по начин, който да им гарантира значително по-висока стойност на компонентата за дейността, в сравнение с утвърдената от регулатора такава, както е подробно описано в т. 1.1. от единния подход. В тази връзка е от изключително значение анализът на отчетните данни на дружествата.

Съгласно годишния финансов отчет на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД дружеството отчита печалба за 2017 г. в размер на 22 600 хил. лв. от дейността си, което представлява постигната норма на възвръщаемост от 52% (при РБА на крайния снабдител, определена като равна на оборотния капитал, изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ), която е значително над пазарните нива. В тази връзка и предвид изложеното в т. 1.1. от единния подход, всяко увеличение на утвърдения с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. размер на компонентата ще доведе до нарушаване на чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, регламентиращи принципите за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти, осигуряване на равни условия за сключване на сделки при свободно договорени цени в сравнение със сключваните с обществения доставчик или с крайните снабдители на електрическа енергия, както и този, регламентиран в чл. 31, т. 4 от ЗЕ, съгласно който цените следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала.

Твърденията на дружеството, че направеното сравнение между доставчици на свободен с такива на регулиран пазар е неприемливо, тъй като за последните възникват допълнителни разходи, са неоснователни. Доставчиците на свободния пазар работят в изключително конкурентната среда, изложени са на ценови рискове, от които регулираните дружества са защитени, като голяма волатилност на цените, промяна в профила на потребление, недостатъчно предлагане на електрическа енергия и др., както и оптимизират разходите си, за разлика от крайните снабдители. Достатъчно показателни са финансовите резултати на тези дружества – в по-голямата си част те са на минимална печалба или дори загуба, докато крайните снабдители отчитат значителни печалби. За сравнение „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД отчита печалба от дейността краен снабдител в размер на 22 600 хил. лв., а дружеството от групата ЕНЕРГО-ПРО, което е лицензирано за дейността „търговия с електрическа енергия“ – „ЕНЕРГО-ПРО Енергийни услуги“ ЕООД, което е на второ място по пазарен дял на свободния пазар, отчита загуба в размер на 11 940 хил. лв., като в същото време печалбата на крайния снабдител е около 5 пъти по-висока от тази на търговеца на свободен пазар с най-голям пазарен дял – „ЧЕЗ Трейд България“ ЕАД, в размер на 4 583 хил. лв.

Подробни аргументи относно разходите за балансиране са изложени в единния подход по-горе.

Комисията не приема възражението относно разходите за енергийна ефективност за основателно, тъй като разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

– срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и

– направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

2.3.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ на ценовото предложение на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и извършените корекции, при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, цените на дружеството са, както следва:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,18328
- Дневна	0,12574
- Нощна	0,07126
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14662
- Нощна	0,07126
3. Една скала	0,14662
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13933
- Нощна	0,05429
2. Една скала	0,13933

при следните ценообразуващи елементи:

– цена, по която общественят доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители – 71,71 лв./MWh;

– цена за задължения към обществото – 36,75 лв./MWh;

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 4,67 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 342 340 хил. лв.;

– прогнозни количества електрическа енергия – 3 026 000 MWh.

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

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00984 лв./kWh;
2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00854 лв./kWh;
3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03278 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 01.07.2018 г.

В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай че енергийното предприятие не е подало заявление или не е представило информацията по чл. 41 от НРЦЕЕ, Комисията може служебно да утвърди необходими годишни приходи и цени въз основа на данните, с които разполага.

2.4.2. В законоустановения срок не е постъпило становище от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

2.4.3. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-77-3 от 28.03.2018 г. дружеството е представило информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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 01.07.2018 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,19233
- Дневна	0,10386
- Нощна	0,05091
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,12920
- Нощна	0,05091
3. Една скала	0,12920
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13417
- Нощна	0,05503
2. Една скала	-

при следните ценообразуващи елементи:

- цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители – 71,71 лв./MWh;
- цена за задължения към обществото – 36,75 лв./MWh;
- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 4,67 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 5 373 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 47 490 MWh.

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

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00984 лв./kWh;
2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00675 лв./kWh;
3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03303 лв./kWh.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2018 г. <i>(включващи цена за електрическа енергия, цена за мрежови услуги ВН, цена за мрежови услуги НН)</i>	
„ЧЕЗ Електро България“ АД	1,75%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	1,82%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	2,78%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	3,52%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	2,03%

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката и чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 1 във връзка с чл. 21, ал. 1, т. 8а и 8в, чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 6, т. 9, т. 10, т. 13, т. 17 от Закона за енергетиката 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.:

1. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която е длъжно да сключва сделки по регулирани цени с обществения доставчик, съответстваща на нетна електрическа енергия в размер на 1 927 000 MWh;

2. На „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която е длъжно да сключва сделки по регулирани цени с обществения доставчик, съответстваща на нетна електрическа енергия в размер на 1 867 173 MWh;

3. На „Национална електрическа компания“ ЕАД количество електрическа енергия, с което да участва в покриване на потреблението на крайните снабдители, съответно от:

3.1. водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 1 003 199 MWh;

3.2. „ЕЙ И ЕС 3С – Марица Изток 1“ ЕООД, съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 2 209 550 MWh;

3.3. „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 4 134 497 MWh;

3.4. производители на електрическа енергия от възобновяеми източници под 4 MW, в т.ч. малки водноелектрически централи, съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 1 175 103 MWh;

3.5. производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 4 MW (топлофикационни и заводски централи), съответстващо на нетна електрическа енергия в размер на 115 162 MWh.

4. Количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители – 12 431 685 MWh, от които:

- за „ЧЕЗ Електро България“ АД – 4 785 534 MWh;
- за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 572 461 MWh;
- за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 3 026 200 MWh;
- за „ЕСП Златни пясъци“ ООД – 47 490 MWh.

5. Процедурата за заявяване 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. Количествата електрическа енергия по т. I.1. – I.4. се разпределят помесечно въз основа на сключени договори между обществения доставчик и съответното енергийно дружество.

II. Утвърждава, считано от 01.07.2018 г.:

1. Цена за задължения към обществото в размер на 36,75 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,78 лв./MWh и компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 7,61 лв./MWh, приходите от която цена се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Цената за задължения към обществото се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, крайните снабдители и електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

2. На АЕЦ Козлодуй“ ЕАД цена, по която продава електрическа енергия на обществения доставчик, в размер на 54,00 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 802 575 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 14 863 224 MWh.

3. На „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД цена, по която продава електрическа енергия на обществения доставчик, в размер на 76,99 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 619 234 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 8 043 340 MWh.

4. На „Национална електрическа компания“ ЕАД:

4.1. цена на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 70,05 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 224 381 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 3 203 349 MWh.

4.2. цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, в размер на 71,71 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 2,91 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 891 476 хил. лв. и количество електрическа енергия – 12 431 685 MWh.

5. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

5.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 1,39 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи 55 621 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната и за износ 40 025 348 MWh.

5.2. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 8,45 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи 338 345 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната и за износ 40 025 348 MWh.

5.3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 3,02 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи 8 793 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия в размер на 2 915 000 MWh.

5.3.1. Производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената по т. 5.3 на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, за което последното не дължи плащане.

6. На електроразпределителните дружества:

6.1. Приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“, при продължителност на петия регулаторен период – 3 години;

6.2. На „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени за първата ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 304 987 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 385 737 MWh, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00971 лв./kWh, без ДДС;

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03245 лв./kWh, без ДДС;

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01796 лв./kW/ден, без ДДС;

- цена за достъп за битови клиенти – 0,00519 лв./kWh, без ДДС.

6.3. На „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени за първата ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 277 285 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 586 990 MWh, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00884 лв./kWh, без ДДС;

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03253 лв./kWh, без ДДС;

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01733 лв./kW/ден, без ДДС;

- цена за достъп за битови клиенти – 0,00516 лв./kW, без ДДС.

6.4. На „Електроразпределение Север“ АД цени за първата ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни

приходи – 195 997 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 5 445 000 MWh, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01170 лв./kWh, без ДДС;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03278 лв./kWh, без ДДС;
- цена за достъп за битови и небитови клиенти – 0,00854 лв./kWh, без ДДС.

6.5. На „Електроразпределение Златни пясъци“ АД цени за първата ценова година от петия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 2 752 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 69 170 MWh, както следва:

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

7. На крайните снабдители:

7.1. На „ЧЕЗ Електро България“ АД:

7.1.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при ценообразуващи елементи: цена, по която общественят доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители – 71,71 лв./MWh; цена за задължения към обществото – 36,75 лв./MWh; компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 4,67 лв./MWh; необходимими годишни приходи – 541 402 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 4 785 534 MWh, както следва:

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,18101
- Дневна	0,11601
- Нощна	0,07195
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14445
- Нощна	0,07195
3. Една скала	0,14445
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13294
- Нощна	0,05654
2. Една скала	0,13294

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

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00984 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03245 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа за небитови клиенти – 0,01796 лв./kW/ден;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00519 лв./kWh.

7.2. На „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД:

7.2.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при ценообразуващи елементи: цена, по която общественят доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители – 71,71 лв./MWh; цена за задължения към обществото – 36,75 лв./MWh; компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 4,67 лв./MWh; необходими годишни приходи – 517 296 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 4 572 461 MWh, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,16953
- Дневна	0,11357
- Нощна	0,06514
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13198
- Нощна	0,06514
3. Една скала	0,13198
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13244
- Нощна	0,05473
2. Една скала	0,13244

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

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00984 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03253 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа за небитови клиенти – 0,01733 лв./kW/ден;

– цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00516 лв./kWh.

7.3. На „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД:

7.3.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи: цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители – 71,71 лв./MWh; цена за задължения към обществото – 36,75 лв./MWh; компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 4,67 лв./MWh; необходими годишни приходи – 342 340 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 3 026 000 MWh, както следва:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,18328
- Дневна	0,12574
- Нощна	0,07126
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14662
- Нощна	0,07126
3. Една скала	0,14662
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13933
- Нощна	0,05429
2. Една скала	0,13933

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

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00984 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00854 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03278 лв./kWh.

7.4. На „ЕСП Златни пясъци“ ООД:

7.4.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи: цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители – 71,71 лв./MWh; цена за задължения към обществото – 36,75 лв./MWh; компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 4,67 лв./MWh; необходими годишни приходи – 5 373 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 47 490 MWh, както следва:

„ЕСП Златни Пящи“ ООД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,19233
- Дневна	0,10386
- Нощна	0,05091
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,12920
- Нощна	0,05091
3. Една скала	0,12920
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13417
- Нощна	0,05503
2. Една скала	-

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

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00984 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00675 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03303 лв./kWh.

III. Отказва на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на общественния доставчик.

IV. Отказва на „ТЕЦ Марица 3“ АД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на общественния доставчик.

V. Отказва на „ТЕЦ Варна“ ЕАД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на общественния доставчик.

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

ПРЕДСЕДАТЕЛ:
ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:
РОСИЦА ТОТКОВА