

ДО
ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ
ПРЕДСЕДАТЕЛ НА КЕВР

ДОКЛАД

от

дирекция “Ценово регулиране, лицензии и пазари” и дирекция “Правна”

Относно: утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика”

УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,

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, 5, 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 електрическа енергия на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за покриване на технологичните разходи по преноса;

- по които общественият доставчик продава на крайните снабдители изкупената на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ електрическа енергия;

- по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа, на ниво ниско напрежение;

- за достъп и/или за пренос през електропреносната мрежа;

- за достъп и/или за пренос през електроразпределителните мрежи;

- цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсиране на разходите по чл. 35 от ЗЕ.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ Комисията определя 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.

С Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. на ДКЕВР са утвърдени цените на електрическата енергия на дружествата в сектор „Електроенергетика” за ценовия период 01.07.2014 г. – 30.06.2015 г., които са изменени с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. на ДКЕВР.

Цените на електрическата енергия са взаимосвързани по веригата производство - достъп и пренос през електропреносната мрежа - обществена доставка - достъп и пренос през електроразпределителните мрежи - снабдяване от краен снабдител. Всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсиране на разходите по чл. 35 от ЗЕ чрез заплащане на цената или компонентата от „цена за задължения към обществото“. В тази връзка при регулирането на цените на електрическата енергия следва да бъдат взети предвид и следните обстоятелства:

Прогнозните стойности на количествата електрическата енергия, които ще бъдат продавани от крайните снабдители по регулирани цени през периода 01.07.2015 г. -

30.06.2016 г., са 15 356 856 MWh, което представлява намаление с 5,33% спрямо предходния ценови период.

Структурата на продаваната електрическа енергия от обществения доставчик се променя, тъй като по силата на § 17 от Преходните и заключителните разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 59 от 2013 г., след 30.06.2015 г. доставчиците от последна инстанция не са задължени да купуват електрическа енергия само от обществения доставчик – „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД). Посоченото обстоятелство задълбочава дисбаланса между задължително изкупуваната електрическа енергия от НЕК ЕАД и продаваната електрическа енергия на регулирания пазар. В тази връзка и с цел запазване на баланса между производство и потребление на електрическа енергия, формирането на енергийния микс на обществения доставчик за покриване потреблението на регулирания пазар за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. е направено при отразяване на следните условия:

- определена е разполагаемост за производство на електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за изкупуване от обществения доставчик, както и количества електрическа енергия, които общественият доставчик продава на крайните снабдители, формирани от електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ над 10 MW, собственост на НЕК ЕАД, централите с дългосрочни договори за изкупуване на електрическа енергия и централите, продаващи електрическа енергия по преференциални цени по Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) и по чл. 162 от ЗЕ.

- операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи осигуряват електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по пренос, съответно по разпределение, от определената по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ квота на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, остойностена по пълната цена (в т.ч. енергия и разполагаемост) на централата. Съгласно чл. 97, ал. 1, т. 1 от ЗЕ по регулирани от Комисията цени се сключват сделките с електрическа енергия между обществения доставчик и оператора на електропреносната мрежа, съответно между обществения доставчик и операторите на електроразпределителните мрежи - за електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по пренос, съответно по разпределение. Във връзка с тези сделки операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи заплащат освен стойността на енергията за технологични разходи и цена за задължение към обществото.

- цената за задължение към обществото е изчислена спрямо цялото потребление на електрическа енергия в страната, включително и електрическата енергия от внос. Цената за задължение към обществото се заплаща от крайните клиенти на свободния пазар на електрическа енергия в страната, клиентите на доставчика от последна инстанция, електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия предназначена за покриване на технологични разходи. За клиентите на регулирания пазар цената за задължение към обществото е включена като компонента на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители.

Съгласно чл. 10, ал. 4 от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ), Комисията утвърждава прогнозен размер на разходите, свързани с лицензионната дейност, като преценява тяхната икономическа обоснованост въз основа на представените от енергийното предприятие писмена обосновка и доказателства като неразделна част от заявлението за цени. Оценката за икономическата обоснованост на разходите и връзката им с изпълнение на лицензионната дейност се извършва при използване на данни от националната и международната практика. Вземат се предвид отчетените резултати на регулираните енергийни предприятия, при отчитане принципите на регулирането по ЗЕ.

Резултатите от извършените анализи на данните и документите, съдържащи се в подадените от енергийните предприятия заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия са изложени по-долу по дружества, както следва:

„АЕЦ КОЗЛОДУЙ” ЕАД

„АЕЦ Козлодуй” ЕАД е производител на електрическа енергия, чиито цени се регулират чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“, който съгласно чл. 4, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ предвижда Комисията след проведен регулаторен преглед да утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторен период не по кратък от една година, като следващ регулаторен преглед се извършва по решение на Комисията или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи.

С Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. на дружеството са утвърдени цени, при прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период – 5 653 706 MWh и прогнозна разполагаемост за регулаторния период – 5 995 446 MW*h, както следва:

- цена за енергия – 15,30 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 13,73 лв./MW*h, без ДДС.

Със заявление с вх. № Е-14-24-6 от 02.04.2015 г. „АЕЦ Козлодуй” ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 16,97 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 31,87 лв./MW*h, без ДДС, образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

I. За цена енергия:

1. Променливи разходи: – 243 509 хил. лв., в т.ч.:
 - 1.1. гориво за производство – 154 270 хил. лв.;
 - 1.2. консумативи – 1 055 хил. лв.;
 - 1.3. други променливи разходи – 11 700 хил. лв., в т.ч.:
 - такса услуга водоползване – 11 686 хил. лв.;
 - закупена електрическа енергия – 15 хил. лв.
 - 1.4. вноски за фонд „РАО“ и за фонд „ИЕЯС“ – 76 483 хил. лв.
2. Нетна електрическа енергия – 14 348 557 MWh.

II. За цена разполагаемост:

1. Необходими приходи за разполагаемост – 484 903 хил. лв., в т.ч.:
 - 1.1. условно-постоянни разходи – 459 153 хил. лв.;
 - 1.2. възвръщаемост – 25 750 хил. лв.
2. Разполагаемост на предоставената мощност – 15 216 498 MWh.

Видно от придружителното писмо към заявлението за утвърждаване на цени, „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е извършило необходимите изчисления на база утвърдена бизнес програма за развитие на дружеството. Основните фактори, които оказват съществено влияние върху определените съгласно разчетите цени за енергия и разполагаемост са: планираният по-продължителен престой на ядрен енергиен блок (ЯЕБ № 6) за подмяна на генератора по време на планово-годишния ремонт през 2015 г. (ПГР-2015 г.), изпълнението на мерките от „Програма за повишаване на безопасността“, програмата за продължаване срока на експлоатация на ядрените мощности, както и разходите, свързани с подготовка и преход към повишаване на топлинната мощност до 104 %.

„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е посочило, че след въвеждането на балансиращ пазар през м. юни 2014 г. е изложено на риск от недостигащи приходи чрез пазарна реализация, предвид значителните разходи за балансиране, които заедно с утвърждаваните през годините цени и

продължаващата практика на просрочие на плащанията от „Национална електрическа компания“ ЕАД, водят до увеличаване на риска от неспазване на графиците за текущи плащания на дружеството и до блокиране на дейността.

„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД предлага, с оглед предстоящи сложни и отговорни технически реконструкции и замяна на основно оборудване, цената за разполагаемост да бъде намалена до размер на 29,64 лв./MWh. или със 7 % по-малко спрямо разчетената, при редуциране на квотата на АЕЦ „Козлодуй“ за доставка по регулирани цени до не повече от 4 200 000 MWh.

В сравнение с отчетните данни за 2014 г. прогнозното производство на електрическа енергия за регулаторния период е по-малко с 650 000 MWh, като дружеството посочва, че основната причина е планираният по-продължителен престой на ЯЕБ № 6 за подмяна на статора на генератора. Планираната реконструкция е част от проекта за продължаване срока на експлоатация на ядрените мощности.

Прогнозните разходи, въз основа на които дружеството е формирало предложените цени са:

1. Условно-постоянните разходи са на стойност 459 153 хил. лв. и включват:
 - разходи за заплати – 109 044 хил. лв.;
 - начисления – 29 253 хил. лв.;
 - разходи за амортизации – 159 409 хил. лв.;
 - разходи за ремонт – 73 339 хил. лв.;
 - разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 88 108 хил. лв.
2. Променливите разходи са на обща стойност 243 509 хил. лв. и включват:
 - ядрено гориво за производство – 154 270 хил. лв.;
 - консумативи – 1 055 хил. лв.;
 - други променливи разходи – 11 686 хил. лв.;
 - вноски във фондове РАО и ИЕЯС – 76 483 хил. лв.;
3. Регулаторна база на активите – 1 605 284 хил. лв.;
4. Норма на възвръщаемост на капитала – 1,6 %;
5. Необходими годишни приходи – 728 412 хил. лв.

В допълнителна обосновка в писмо с вх. № Е-14-24-6 от 04.05.2015 г. дружеството подчертава, че в рамките на новия регулаторен период ще се провеждат редица специфични изпитания във връзка с планираните за изпълнение проекти за модернизация, реконструкция и подмяна на основно оборудване по програмата за удължаване срока на експлоатация на ядрените съоръжения. Изпълнението на подобни мащабни технически мероприятия и свързаните с тях тестове повишават вероятността от непланирани спирания или отклонения от зададената мощност в първоначалния етап до въвеждането им в редовна експлоатация и достигане на номинални параметри. Представено е и сравнение на прогнозните и отчетните данни за производството. Най-съществената разлика спрямо предходните ценови периоди е значително по-продължителният планов престой на ЯЕБ № 6 – 50 дни, сумарно 90 дни за двата блока, или с почти 20 дни повече в сравнение с 2013 г. и 2014 г., който е наложителен за подмяна на основно оборудване (генератор). Прогнозните режими с използване на мощностен ефект са също с по-голяма продължителност в сравнение с 2014 г. (общо 63 ефективни денонощия), което означава 63-65 календарни дни (30 дни повече) работа с по-ниска мощност.

Дружеството посочва, че през 2014 г. е отчетено рекордно производство на електрическа енергия, поради липса на непланирани престои, свързани с пълно прекратяване на производството (спиране на ТГ), само едно отклонение от мощността за отстраняване на дефектирал компонент, минимални ограничения в товара на ЯЕБ за регулиране на баланса в електроенергийната система, изпълнение на необходимите дейности по техническо обслужване и ремонт на основно и спомагателно оборудване в рамките на установения през годините времеви оптимум от средно 36 календарни дни за блок. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е

посочило, че условията за производство през новия ценови период са коренно различни и са обусловени от мащабните му планове за развитие:

- продължаване срока на експлоатация на ЯЕБ № 5,6;
- повишаване на изходната мощност до 104 %.

Извършен е анализ на необходимите приходи на дружеството за следващия ценови период, като са отчетени и възможните приходи на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД от количествата електрическа енергия за продажба на пазара по свободно договорени цени, както и възвръщаемостта, която централата ще реализира от тези количества. В тази връзка са коригирани предложените от дружеството необходими приходи от регулиран пазар.

Във връзка с горното съотносимите условно-постоянни разходи за регулирания пазар са редуцирани на 73 501 хил. лв. при разполагаемост на предоставената мощност 5 353 319 MWh. Същите включват разходи за заплати в размер на 38 363 хил. лв., начисления, свързани с действащото законодателство (за осигурителни вноски) – 10 292 хил. лв. и разходи, пряко свързани с дейността по лицензията в размер на 11 971 хил. лв. Променливите разходи, които формират цената за енергия, са редуцирани на 76 500 хил. лв.

На база гореизложеното, предвид представените обосновки и предложеното актуализиране от дружеството, работната група предлага цените за енергия и разполагаемост да бъдат определени при общо необходими приходи от 150 001 хил. лв., както следва:

- 1. Цена за електрическа енергия – 15,30 лв./MWh, без ДДС, при:**
 - необходими приходи за енергия – 76 500 хил. лв.,
 - нетна електрическа енергия – 5 000 000 MWh.
- 2. Цена за разполагаемост – 13,73 лв./MWh, без ДДС, при:**
 - необходими приходи за разполагаемост – 73 501 хил. лв.,
 - разполагаемост на предоставената мощност – 5 353 319 MW*h;

„ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е производител на електрическа енергия, чиито цени също се регулират чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“.

С Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. на дружеството са утвърдени цени, при прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период – 7 425 731 MWh и прогнозна разполагаемост за регулаторния период – 9 877 756 MW*h, както следва:

- цена за енергия – 44,17 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 24,13 лв./MW*h, без ДДС.

Със заявление с вх. № Е-13-12-6 от 31.03.2015 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 47,35 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 25,45 лв./MW*h, без ДДС.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21 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 предмет на сделките по регулирани цени са количествата електрическа енергия, определени по реда на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ. За изпълнение на посочената законова разпоредба е изготвен доклад с вх. № Е-Дк-173 от 27.05.2015 г. относно определяне за периода 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. квоти за производство на електрическа енергия на производителите, в съответствие с която те са длъжни да сключват сделки по регулирани цени с обществения доставчик. Посоченият доклад не предлага определяне на разполагаемост от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за

производство на електрическа енергия за регулирания пазар, поради което на дружеството не следва да бъдат утвърждавани цени.

„СЕНТРАЛ ХИДРОЕЛЕКТРИК ДЪО БУЛГАРИ” ЕООД

Със заявление с вх. № Е-ЗЛР-Р-26 от 31.03.2015 г. „Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари” ЕООД е предложило за компенсиране разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани със защитата на обекти, представляващи критична инфраструктура в енергетиката.

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, като според ал. 2, т. 4 на същия член за такива разходи се приемат и разходи, произтичащи от задължения, свързани със защитата на обекти, представляващи критична инфраструктура в енергетиката. В тази връзка дружеството е подало заявление за компенсиране на разходи за следващия ценови период, свързани с необходимостта от поддържането на безопасна техническа експлоатация на съоръжения, представляващи критична инфраструктура. В посоченото заявление „Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари” ЕООД счита, че е необходимо да му бъдат признати част от постоянните разходи, а именно разходите за трудови възнаграждения и осигуровки, амортизации, застраховки и други, на обща стойност 5 002 хил. лв., като разходи, произтичащи от наложени му по силата на ЗЕ задължения към обществото. В тази сума са включени единствено разходи с постоянен характер, които не зависят от обема на произвежданата енергия, но следва да бъдат направени за да се гарантира безопасната експлоатация на съоръженията и изпълнението на задължението към обществото за гарантиране на живота и здравето на населението, като не се допуска неконтролирано освобождаване на водни обеми.

След анализ на заявлението и представения с писмо вх. № Е-13-16-4 от 25.03.2015 г. годишен отчет за дейността през 2014 г., в който се съдържа детайлна информация за групите постоянни и променливи разходи, отчетени данни за производството на електрическа енергия, както и приходите от продажби се установи следното:

– „Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари” ЕООД произвежда електрическа енергия от ВЕЦ с обща инсталирана мощност над 10 MW. Дружеството експлоатира ВЕЦ „Пасарел” и ВЕЦ „Кокаляне”, обединени в каскада „Искър”, като общата инсталирана мощност на ВЕЦ „Пасарел” е 31 MW, а на ВЕЦ „Кокаляне” 25 MW. Видно от представените от дружеството документи – писма от Министерство на околната среда и водите и писмо от „Напоителни системи“ ЕАД – клон София, работата на двете ВЕЦ е свързана с необходимостта от предпазване на населението от вредното въздействие на водите и намаляване на риска от наводнения, тъй като само чрез тези централи е възможно освобождаването на обеми водни количества за поемане на притока и увеличените обеми в язовир „Искър”, включително недопускане заливане на инфраструктурата по поречието на р. Искър във връзка с експлоатацията на язовир Панчарево. Видно е, че каскада „Искър” е единственото съоръжение, гарантиращо контролираното изтичане на язовир „Искър” с оглед осигуряване безопасността при бедствия и аварии;

– Разходи в размер на 3 618 хил. лв, свързани с критична инфраструктура са включени в цената на обществения доставчик за периода 01.07.2014 г. – 30.06.2015 г., като НЕК ЕАД компенсира „Сентрал Хидроелектрик Дъо Булгари” ЕООД чрез равни ежемесечни плащания;

– Отпадането на ВЕЦ, собственост на „Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари” ЕООД, от енергийния микс, поставя дружеството в неравноправно положение спрямо другите собственици на ВЕЦ, които могат успешно да управляват своите продажби и да осигурят нужните за осъществяване на своята дейност приходи;

– Независимо от голямата инсталирана мощност, ВЕЦ от каскада „Искър” не произвеждат електрическа енергия в конкурентни условия като други подобни ВЕЦ, които нямат предназначение, свързано с опазване на живота и безопасността на населението. Годишното производство на централите се свежда до работа от около месец от реалния капацитет, като в останалото време съоръженията не работят от съображения за сигурност, но в същото време генерират разходи;

– Заявените стойности на разходите са коригирани на база отчетни данни от предходната година, както следва:

1. Разходи за персонал – 1 383 хил. лв.;
2. Разходи за амортизации на налични основни (дълготрайни) активи – 731 хил. лв.;
3. Разходи за ремонт – 1 000 хил. лв., които включват разходи за резервни части машини и материали – 300 хил. лв., разходи за проектно-проучвателни дейности и външни услуги – 100 хил. лв., строително ремонтни и монтажни разходи от външни услуги – 600 хил. лв.;
4. Разходи, пряко свързани с лицензионната дейност – 1 292 хил. лв.

– След приспадане от необходимите приходи на централите на получените приходи от продажба на електрическа енергия, изчислени на база годишната използваемост на централата с отразени прогнозните работни часове, е обосновано да бъдат включени разходи в размер на 3 521 хил. лв. в цената за задължение към обществото на НЕК ЕАД за компенсиране на разходите на ВЕЦ „Кокаляне” и ВЕЦ „Пасарел”. Вzeti са предвид и изложените аргументи от заявителя за средногодишната използваемост на централата, която обикновено не надхвърля един календарен месец;

– Предвид статута на експлоатираните съоръжения ВЕЦ „Кокаляне“ и ВЕЦ „Пасарел“, за гарантиране защита от бедствия и аварии, свързани с експлоатацията на язовир „Искър“, заявителят ще подлежи на ежегоден регулаторен контрол по отношение на средногодишната използваемост на обектите и стойността на признатите разходи за поддръжка на съоръженията. В случаите, когато средногодишната използваемост на централата надхвърли признатата стойност, следва да бъде извършена корекция в нивата на признатите годишни разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ за следващия ценови период.

Предвид гореизложеното, на „Сентрал Хидроелектрик Дьо Булгари” ЕООД се признават 3 521 хил. лв., при седногодишна използваемост един календарен месец и обща инсталирана мощност 56 MW за ВЕЦ „Кокаляне“ и ВЕЦ „Пасарел“. Разходите, свързани с критичната инфраструктура са включени в цената за задължение към обществото за периода 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г., като „Национална електрическа компания“ ЕАД компенсира „Сентрал Хидроелектрик Дьо Булгари” ЕООД чрез равни ежемесечни плащания.

„Национална електрическа компания“ ЕАД

Прилаганите от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) цени на електрическата енергия са утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. и изменени с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. и са, както следва:

– цена, по която дружеството в качеството му на обществен доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдителите – 125,32 лв./MWh, без ДДС в т.ч. компонента за дейността „обществена доставка“ в размер на 2,60 лв./MWh, без ДДС;

– цена, по която дружеството в качеството му на обществен доставчик продава електрическа енергия на електрпреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологичните разходи по преноса през електропреносната и електроразпределителните мрежи – 30,00 лв./MWh, без ДДС;

- цена за задължение към обществото – 18,93 лв./MWh, без ДДС;
- цена за производство на електрическа енергия от водноелектрически централи (ВЕЦ), собственост на НЕК ЕАД – 63,64 лв./MWh, без ДДС.

НЕК ЕАД е подало заявление с вх. № Е-13-01-20 от 31.03.2015 г. за утвърждаване на цени, в което не е предложило конкретни стойности на цени на електрическа енергия, които ще бъдат утвърдени за прилагане от 01.07.2015 г., с изключение на цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, за която дружеството е предложило да бъде в размер на 73,78 лв./MWh, без ДДС. В тази връзка заявлението съдържа анализ на текущото състояние на НЕК ЕАД и факторите, водещи до значителни отклонения спрямо утвърдените с Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. и изменени с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. цени и съответните им ценообразуващи елементи.

Дружеството е разработило прогноза за следващия регулаторен период 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. отчитайки проблемите, произтичащи от предходни ценови периоди оказали влияние върху финансовото състояние на НЕК ЕАД. Прогнозата е разработена при следните предпоставки и условия :

- количества електрическа енергия, необходими за крайните снабдители и за компенсиране на технологичните разходи по преносната и съответно по разпределителните мрежи съгласно представените прогнози от електроснабдителните, електроразпределителните дружества и „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) в размер на 19 332 889 MWh;

- количествата електрическа енергия от 4 398 002 MWh, която НЕК ЕАД ще изкупува от производители, произвеждащи електрическа енергия от възобновяеми източници, съгласно предоставените от дружествата прогнози, отразяващи и въвеждането на нови мощности на производители присъединени към мрежа СрН;

- количества електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) в размер на 3 171 953 MWh. Прогнозата е изготвена въз основа на предоставените прогнози от производителите – топлоелектрически централи с комбиниран начин на производство, с изключение на „Топлофикация Перник“ АД и „Топлофикация Русе“ ЕАД.

- количества електрическа енергия от „Ей и Ес - 3С Марица изток 1“ ЕООД в размер на 2 650 000 MWh и от „Контур Глобал Марица изток 3“ АД в размер на 3 175 000 MWh, които са под задължителните минимални количества за изкупуване съгласно условията на дългосрочните договори;

- количества електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за регулирания пазар в размер на 5 000 000 MWh, от които 1 023 967 MWh за крайните снабдители и 3 976 033 MWh за покриване на технологичните разходи по електропреносната и електроразпределителните мрежи;

- непредвидена разполагаемост на „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД за производство на електрическа енергия за регулирания пазар;

- количество електрическа енергия, с което ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, ще участва на регулирания пазар в размер на 936 694 MWh, намалено спрямо действащия ценови период с 654 077 MWh;

- определена цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, при следните изходни данни:

1. Условно-постоянни разходи, прогнозирани на базата на отчета за 2014 г. с увеличение на някои от елементите на разходите: увеличени разходи за заплати с 5%, разходи за осигуровки с 13%, социални разходи с 36%; увеличени разходи за ремонти с 236% спрямо отчета за 2014 г., увеличени разходи за застраховка на имуществото с 24% и увеличени разходи за охрана с 10%;

2. Променливи разходи, увеличени спрямо отчета за 2014 г. с 8%;

3. Прогнозирани общи разходи за производство на електрическа енергия от ВЕЦ в размер на 157 925 хил. лв. при отчетени за 2014 г. 149 365 хил. лв.;

4. Регулаторна база на активите в размер на 1 203 502 хил. лв.;
5. Норма на възвръщаемост от 6,28%;
6. Количества произведена електрическа енергия – 3 165 037 MWh.

– цена за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ за следващия регулаторен период в размер на 3% от цената за енергия на обществения доставчик за регулирания пазар;

– некомпенсирани разходи за предходни ценови периоди в размер на 1 282 296 хил.лв. в т. ч.:

1. Разходи за електрическа енергия по дългосрочни договори за периода 01.07.2014 г. – 30.06.2015 г. в размер на 449 170 хил. лв.;

2. Разходи за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници за периода 01.07.2014 г. – 30.06.2015 г. в размер на 227 452 хил. лв.;

3. Разходи за емисии парникови газове за периода 01.07.2014 г. – 30.06.2015 г. в размер на 129 896 хил. лв.;

4. Разходи по лихви и главници по ползвани кредити от „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД) в размер на 151 383 хил.лв.;

5. Компенсация на неизкупената разполагаемост по дългосрочни договори за ценовия период 01.08.2013 г. - 30.06.2014 г. в размер на 87 172 хил. лв.;

6. Компенсация на разходите, свързани с експлоатацията на ПАВЕЦ за ценовия период 2013 г. - 2014 г. до стартиране на балансиращия пазар в размер на 81 052 хил. лв.;

7. Невъзстановени разходи от Методиката за компенсиране на разходи за задължително изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в размер на 79 530 хил. лв.;

8. Невъзстановени разходи от Фонда за въглеродни емисии за ценовия период 2013 г. - 2014 г. в размер на 63 370 хил. лв.;

9. Компенсиране на разходи, признати с Решение № Ц-43 от 30.12.2013 г. в размер на 35 520 хил. лв.

След анализ на информацията, която се съдържа в подаденото от НЕК ЕАД заявление за цени и представения предварителен годишен финансов отчет на дружеството за 2014 г. се установява следното:

Некомпенсирани разходи за предходни ценови периоди

За ценовия период 01.07.2014 г. – 30.06.2015 г., НЕК ЕАД не е предоставило отчетни данни за направените разходи за изкупуване на електрическа енергия: по дългосрочни договори за изкупуване на електрическа енергия (ДДИЕЕ), по преференциални цени от производители на електрическа енергия от възобновяеми източници, както и на разходите за емисии парникови газове, тъй като този ценови период не е изтекъл. Поради това не е възможно да бъде определен точният размер на отклонението между признатите прогнозни и действителните разходи за закупуване на електрическа енергия и разполагаемост по сключените дългосрочни договори с „Ей и Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „Контур Глобал Марица Изток 3“ АД. В тази връзка, от друга страна, е налице несъответствие между признатите на НЕК ЕАД прогнозни разходи с Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г., изменено с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. и разходите, които дружеството ще направи до края на ценовия период 01.07.2014 г. – 30.06.2015 г. съгласно условията на сключените ДДИЕЕ. Посочената разлика следва да бъде аргументирано доказана пред регулатора, за да бъде възстановена на дружеството при отчитане и на регламентираните в ЗЕ принципи. В този смисъл невъзстановените чрез действащата цена разходи ще бъдат определени по размер и компенсирани през следващи ценови периоди.

Изложените по-горе аргументи са относими и по отношение на натрупания в НЕК ЕАД дефицит, поради несъответствие между признатите на НЕК ЕАД прогнозни разходи и

разходите, които дружеството ще направи до края на ценовия период 01.07.2014 г. – 30.06.2015 г. за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници.

Неоснователно е искането на НЕК ЕАД за компенсиране на разходи в размер на 35 520 хил. лв., от които 23 340 хил. лв. за неизкупена разполагаемост от „Ей и Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „Контур Глобал Марица Изток 3“ АД, 7 182 хил. лв. разходи за ПАВЕЦ за периода 2013 г. - 2014 г. и други разходи в размер на 4 998 хил. лв., които дружеството твърди, че са признати с Решение № Ц-43 от 30.12.2013 г. Посочените разходи за неизкупена разполагаемост от производителите с ДДИЕЕ са признати с Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г., като в необходимите годишни приходи на дружеството са включени 87 172 хил. лв. Направеното изчисление за точния размер на разходите и сумата за признаване в цената на обществения доставчик е извършено от дружеството и представено пред Комисията със заявление за цени с вх. № Е-13-01-29 от 31.03.2014 г.

Разходите за ПАВЕЦ за периода 2013 г. - 2014 г. също са признати с Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. чрез включване на 68 200 хил. лв., отразяващи дела от общия размер на тези разходи, които са съотносими към регулирания пазар.

Разходи за пълноценно участие в първично, вторично регулиране, регулиране на напрежение и студен старт на стойност 4 998 хил. лв., не са заявявани от НЕК ЕАД в заявление с вх. № Е-13-01-94 от 09.10.2013 г., съответно в Решение № Ц-43 от 30.12.2013 г. не са признавани такива разходи.

Основателно е искането на НЕК ЕАД по отношение на невъзстановените разходи от Методиката за компенсиране на разходи за задължително изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в размер на 79 530 хил. лв., поради което тези разходи следва да бъдат включени в цената за задължение към обществото.

Разходите по лихви и главници по ползвани кредити от БЕХ ЕАД следва да се покриват от приходите на дружеството от компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, която се формира съгласно изискванията на чл. 9, ал. 2 от НРЦЕЕ.

По отношение на компенсациите на обществения доставчик за неизкупената разполагаемост по дългосрочни договори за ценови период 01.08.2013 г. - 30.06.2014 г. в размер на 87 172 хил. лв. и невъзстановените разходи от Фонда за въглеродни емисии за ценовия период 2013 г. - 2014 г. в размер на 63 370 хил. лв., Комисията е признала тези разходи с Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. и съответно с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г., като е разсрочила тяхното възстановяване чрез цените съответно за две и четири години. Те ще бъдат възстановени на дружеството 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 преносни и разпределителни мрежи, свързани с осъществяването на услуги от обществен интерес, със задълженията към обществото и с невъзстановяемите разходи.

Цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД

В структурата на условно-постоянните разходи не са включени заявените от дружеството разходи, класифицирани като: други разходи, социални разходи, разходи за обучение и квалификация, членски внос за международни организации, командировки, данъци, удържани при източника съгласно Закона за корпоративното подоходно облагане (ЗКПО), експертни и одиторски разходи. Разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски и разходите за ремонт са коригирани до нивата, отчетени през 2014 г.

Променливите разходи са коригирани до размера им през 2014 г. - 49 708 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е коригирана до размера, заявен от дружеството и утвърден за предходния регулаторен период – 3,50%, в резултат на което среднопретеглената норма на възвръщаемост на НЕК ЕАД се изменя на 4,14%.

Произведеното количество електрическа енергия от ВЕЦ е коригирано от 3 165 037 MWh на 3 215 383 MWh, отразяващо средногодишното производство на централите за десетгодишен период. През 2013 г. и 2014 г. се наблюдава производство от около 3 600 000 MWh, като прогнозираните количества не са съобразени с тази тенденция.

В резултат на гореизложеното цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, е определена в размер на 59,10 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- условно-постоянни разходи – 90 493 хил. лв.;
- променливи разходи – 49 708 хил. лв.;
- възвръщаемост – 49 835 хил. лв.;
- количества произведена електрическа енергия - 3 215 383 MWh.

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

Поради намаляването дела на регулирания пазар, отпадане на задължението на доставчиците от последна инстанция да купуват необходимата им електрическа енергия само от обществения доставчик и задълженията на НЕК ЕАД да изкупува произведената електрическа енергия от възобновяеми източници, ВЕКП и по ДДИЕЕ, 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 определи микс от електрическа енергия, която 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 производителите с ДДИЕЕ на свободния пазар и на балансиращия пазар, като част от разходите за тази електрическа енергия заявява за компенсиране чрез регулираните цени. Количествата и разходите, участващи при формиране на „миксовата цена“ на НЕК ЕАД са представени в таблицата по-долу:

Средна покупна цена на електрическа енергия на НЕК ЕАД				
	ПОЗИЦИЯ	Прогноза 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г.		Средна цена на електрическата енергия
		MWh	хил.лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
A	Общо количество електрическа енергия изкупувано от НЕК ЕАД	19 391 661	2 593 895	133,76
1.	АЕЦ "Козлодуй" ЕАД	1 021 230	30 637	30,00
2.	Закупена електрическа енергия по реда на чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ	18 370 431	2 563 258	139,53
2.1	ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1”	3 653 047	544 758	149,12
2.2	ТЕЦ „Контур Глобал Марица Изток 3”	4 593 886	499 085	108,64
2.3	Централа с комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия	3 280 398	534 706	163,00
2.4	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ	3 435 236	771 607	224,62

2.5	ВИ по цена на ОД	192 481	23 073	119,87
2.6	Производители в състава на НЕК ЕАД	3 215 383	190 029	59,10

От общото количество електрическа енергия изкупувано от НЕК ЕАД:

- 15 356 856 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар;
- 4 034 805 MWh са предназначени за реализиране на пазара по свободно договорени цени и за износ.

Разходите за електрическа енергия от „Ей и Ес – 3С Марица Изток 1” ЕООД и „Контур Глобал Марица Изток 3” АД, участващи във формирането на средната покупна цена за електрическата енергия на НЕК ЕАД са изчислени на база показателите, заложили във финансовите модели към ДДИЕЕ, като са отразени постигнатите споразумения от 08.04.2015 г. между НЕК ЕАД и двете централи с дългосрочни договори за намаляване на цената за разполагаемост на „Ей и Ес - 3С Марица Изток 1” ЕООД с 14% и на „Контур Глобал Марица Изток 3” АД със 17 %. Въпреки това е отчетен и фактът, че те ще влязат в сила след изпълнение на определени ангажименти за покриване на натрупани задължения от НЕК ЕАД към централите, които към настоящия момент не са изпълнени. За да не се натрупа дефицит в обществения доставчик до влизане в сила на окончателното споразумение между страните, в цената за задължение към обществото е включена временна компенсация, отчитаща разликата в сега действащите цени за разполагаемост на „Ей и Ес – 3С Марица Изток 1” ЕООД и „Контур Глобал Марица Изток 3” АД и новодоговорените. В цените за енергия на двете дружества са включени разходи за въглеродни емисии от 14,85 лв./MWh, изчислени на база средна отчетна цена на CO₂ квоти за 2014 г. в размер на 5,84 евро/т.CO₂, получена въз основа на средномесечни отчетни цени за 2014 г. по данни от Европейска енергийна борса (European Energy Exchange): <http://www.eex.com/en/market-data/emission-allowances/auction-market/european-emission-allowances-auction/european-emission-allowances-auction-download>.

Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, са изчислени на база отчетни данни за производството за 2014 г., предоставени от Агенцията за устойчиво енергийно развитие, съобразени с размера на определената средногодишна продължителност на работа съгласно решенията на КЕВР за определяне на цена на всеки конкретен производител. На основание чл. 35, ал. 6 от ЗЕ разходите, произтичащи от изкупуване на електрическа енергия от възобновяеми източници по преференциална цена са коригирани с паричната равностойност на 100 на сто от приходите, получени от търговете на квоти за емисии на парникови газове, предвидени в Закона за опазване на околната среда, и 100 на сто от постъпленията от продажбата на енергия от възобновяеми източници, постъпили от договори за статистическо прехвърляне по ЗЕВИ. Размерът на тези приходи е оценен на около 226 000 хил. лв.

Видно от горната таблица, среднопретеглената покупна цена на изкупуваната от обществения доставчик електрическа енергия, от която 79% е предназначена за покриване на потреблението на пазара по регулирани цени е 133,76 лв./MWh. С включена компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ в размер 3,06 лв./MWh, отразяваща 2,29% от покупната цена на електрическата енергия на НЕК ЕАД, среднопретеглената продажна цена е 136,83 лв./MWh. Формирането на цената, по която НЕК ЕАД в качеството си на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар е представено в следващата таблица:

Средна продажна цена на НЕК ЕАД за регулирания пазар				
	ПОЗИЦИЯ	Прогноза 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г.		Средна цена на електрическата енергия
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	Електрическа енергия изкупувана от НЕК ЕАД	19 391 661	2 653 295	136,83
2	Приходи от цена за задължение към обществото, отразяващи разходи за покупка на електрическа енергия		-1 135 433	
3	Продажба на електрическа енергия на свободния пазар	4 034 805	-294 541	73,00
4	Електрическата енергия за регулиран пазар	15 356 856	1 223 321	79,66
5	Задължение към обществото	15 356 856	617 511	40,21
6	Цена на електрическата енергия за регулиран пазар	15 356 856	1 840 832	119,87

Компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия” е формирана съгласно изискванията на разпоредбата на чл. 9, ал. 2 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-16 от 01.10.2014 г. в размер на 2,29% от покупната цена за енергия на НЕК ЕАД или 3,06 лв./MWh.

Цена за задължение към обществото

Цената за задължения към обществото е формирана въз основа на разходи, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които обществените доставчици изкупуват електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници и от ВЕКП, по чл. 94 от ЗЕ и по ДДИЕЕ, разходи, свързани с компенсиране на разходи за периода 01.07.2012 г. - 31.07.2013 г. на обществените доставчици от Методиката за компенсиране на разходи за задължително изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници и разходи, произтичащи от наложени задължения, свързани със защитата на обекти, представляващи критична инфраструктура в енергетиката, както и разходи за компенсиране на разликата между цените, които обществените доставчици ще заплащат по ДДИЕЕ до влизане в сила на предвиденото със споразуменията от 08.04.2015 г. изменение на цените за разполагаемост.

Формирането на цената за задължение към обществото е представено в следващата таблица:

Цена за задължения към обществото					
	Позиция	MWh	хил.лв.	лв./MWh	Компонента-лв./MWh
1	ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1”	3 653 047	490 515	134,28	6,84
2	ТЕЦ „Контур Глобал Марица Изток 3”	4 593 886	430 872	93,79	2,92
3	ВИ	3 435 236	771 607	224,62	15,92
4	Централа с комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия	3 280 398	534 706	163,00	9,02
5	Закупена електрическа енергия по преференциални цени реда на чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ	14 962 567	2 227 700	148,88	34,70

6	Стойност на електрическата енергия по пазарна цена	14 962 567	1 092 267	73,00	
7	Некомпенсирани разходи (р.6 - р.7)	32 726 000	1 135 433	34,70	
8	Разходи, произтичащи от наложени задължения, свързани със защитата на обекти, представляващи критична инфраструктура в енергетиката	32 726 000	3 521	0,11	0,11
9	Компенсирани на разходи за периода 01.07.2012 г. - 31.07.2013 г. на обществения доставчик от Методиката за компенсиране на разходи за задължително изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници	32 726 000	79 530	2,43	2,43
10	Временна компенсация на НЕК ЕАД до окончателното влизане в сила на споразумението за намаляване на цените по ДДНННН	32 726 000	97 300	2,97	2,97
11	ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЕ КЪМ ОБЩЕСТВОТО	32 726 000	1 315 784	40,21	40,21

Съгласно разпоредбата на чл. 4, ал. 2, т. 21 от ЗЕ, създадена със Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 17 от 2015 г., в сила от 06.03.2015 г., министърът на енергетиката издава съвместно с министъра на финансите и министъра на икономиката наредба за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници, съгласно Насоките относно държавната помощ за опазване на околната среда и за енергетика за периода 2014 г. - 2020 г. (Насоките, ОВ, С 200/1 от 28 юни 2014 г.). Въз основа на тази наредба, на предприятия, включени в списъка на допустимите сектори по приложение 3 към т. 3.7.2 от Насоките, ще бъде предоставяна помощ под формата на намаляване на финансовата подкрепа за енергия от възобновяеми източници, която Европейската комисия ще счита за пропорционална, ако механизмът за подпомагане предвижда нейните получатели да заплащат минимум 15% от допълнителните разходи за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, без намаление. Целта на подпомагането на посочените предприятия е преодоляване на тяхната неконкурентоспособност вследствие на по-големите разходи за подкрепа на енергията от възобновяеми източници.

По силата на § 45 от Преходните и заключителни разпоредби към ЗИД на ЗЕ тази наредба следва да бъде издадена в 6-месечен срок от влизането в сила на този закон при спазване на изискванията за държавните помощи, след което Комисията ще следва да съобрази цената за задължения към обществото, в частта, отразяваща разходите за електрическа енергия от възобновяеми източници, с тази наредба.

При така заложената ценова рамка на обществения доставчик за следващия регулаторен период са утвърдени приходи в размер на 2 539 105 хил. лв., в т.ч. 1 840 761 хил. лв. от продажба на електрическа енергия на крайните снабдителни и 698 345 хил. лв. приходи от цената за задължение към обществото. За сравнение, утвърдените на НЕК ЕАД необходими годишни приходи за ценовия период 01.07.2014 г. – 30.06.2015 г. чрез действащите цени са 2 193 млн. лв. или с 346 млн. лв. по-малко. Изменението на чл. 162 от ЗЕ, обн. ДВ, бр. 17 от 2015 г., в сила от 06.03.2015 г., тенденцията за намаляване на цената на природния газ, обуславят редуциране на разходите на обществения доставчик с около 130 млн. лв. и намаляване на дефицита в НЕК ЕАД с около 476 млн. лв. Може да се очаква отчетеният отрицателен финансов резултат от преходната година в размер на 644 млн. лв. да бъде покрит, вследствие отразяване на приходите на основание чл. 35, ал. 6 от ЗЕ, възможността на НЕК ЕАД да участва в организираните от ЕСО ЕАД тръжни процедури за

осигуряване на студен резерв с неизползваната, но платима по силата на сключените ДДИЕЕ разполагаемост, както и постигнатите споразумения от 08.04.2015 г. между НЕК ЕАД и двете централи с дългосрочни договори за намаляване на цената за разполагаемост на „Ей и Ес – 3С Марица Изток 1” ЕООД с 14% и на „Контур Глобал Марица Изток 3” АД със 17%. Предвид принципите на ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, както и осигуряване на балансирано изменение на цените за краен клиент, на този етап не е възможно чрез цените, приложими през ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. да бъде възстановен целият натрупан общ дефицит в НЕК ЕАД. В този смисъл, в следващите ценови периоди следва да се приложи подходящ механизъм за възстановяване на тези средства както чрез цените на електрическата енергия, така и чрез други регламентирани в националното и европейското законодателство средства, въз основа на анализ на финансовото състояние на обществения доставчик и с оглед недопускане на рязко увеличение на цените на крайните клиенти и дестабилизиране на енергийния сектор.

Важно е да бъдат отчетени следните обстоятелства:

Цените на обществения доставчик са формирани въз основа на приходи при условията на чл. 35, ал. 6 от ЗЕ, чиито размер е оценен на около 226 млн. лв., като са взети предвид постъпленията от началото на годината до средата на месец май 2015 г. в размер на 87 млн. лв. и прогнозата за нарастване на борсовите цени на тон CO₂. Ефектът от неприлагането на тази мярка би бил натрупан дефицит в обществения доставчик в размер на 226 млн. лв. или покриването му чрез цената за задължение към обществото, която следва да се увеличи до 47,11 лв./MWh, а ефектът върху общите цени на битовите потребители би бил увеличение с около 8%.

Предвид гореизложеното цените, по които НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия са, както следва:

– На крайните снабдители за доставка на електрическа енергия на клиентите на регулирания пазар – 119,87 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 3,06 лв./MWh цена за обществена доставка, при общи необходими годишни приходи – 1 840 761 хил. лв. и енергия 15 356 856 MWh;

– На електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи на цена от 30,00 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 119 364 хил. лв. и енергия 3 978 770 MWh;

– Цена за задължение към обществото в размер на 40,21 лв./MWh, без ДДС, която се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

„ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД

„Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) е подало заявление с вх. № Е-13-41-15 от 31.03.2015 г. за утвърждаване на цени, като е предложило цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 6,77 лв./MWh, без ДДС и цена за достъп до електропреносната мрежа от 1,21 лв./MWh, без ДДС. В резултат на предложените от дружеството цени общата цена за мрежовите услуги – за достъп и за пренос през електропреносната мрежа, не се променя в сравнение с утвърдените с Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. и се запазва в размер на 7,98 лв./MWh, без ДДС.

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

Цени	Утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2015 г. (лв./MWh)	Изменение, %
Цена за достъп до електропреносната мрежа	1,36	1,21	-11,03%
Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	6,62	6,77	+2,27%

Цена за достъп до електропреносната мрежа

Дружеството е предложило цена за достъп до електропреносната мрежа въз основа на извършен сравнителен анализ на финансовите си резултати от дейността „пренос на електрическа енергия“, формирани на база на очакваните приходи за периода от 01.07.2015 г. до 30.06.2016 г. от дейността и разходите, свързани с тази дейност, при отчитане на подхода на Комисията при определяне на цените за достъп и пренос през електропреносната мрежа с Решение № Ц – 12 от 30.06.2014 г.

Съгласно глава пета, раздел втори II „Планиране на бавния третичен (студен) резерв и годишните ремонти. Планиране на общата разполагаемост и прогнозиране на излишъка/недостига на електроенергия“ на Правилата за управление на електроенергийната система, обн. ДВ, бр. 6 от 2014 г., ЕСО ЕАД следва да определи план за координиране на разполагаемостта и програмите за ремонт на генериращите блокове, в съответствие с коефициента на енергийната адекватност и на оптималния студен резерв, определен съгласно заповедта на министъра на енергетиката по чл. 4, ал. 2, т. 4 от ЗЕ за задължителните показатели за степента на надежност на снабдяването с електрическа енергия и мерките за покриването им. Дружеството посочва, че към датата на подаване на заявлението за утвърждаване на цени не е утвърден размерът на студения резерв, съответно не е провеждало тържни процедури за закупуване на разполагаемост и студен резерв. В тази връзка е предложило разходите за студен резерв и резерв за допълнителни услуги да са в рамките на утвърдените за периода 01.07.2014 г. – 30.06.2015 г. в размер на 61 320 хил. лв. ЕСО ЕАД отправя искане при утвърждаване на цената за достъп до електропреносната мрежа да бъдат отчетени разходите в съответствие с резултатите от търговете, които ще проведе за закупуване на студен резерв.

Предложените от дружеството стойности на ценообразуващи елементи са, както следва:

1. Условно-постоянни разходи – 28 751 хил. лв., в т.ч.:
 - разходи за заплати (възнаграждения) – 7 786 хил. лв.;
 - разходи за осигуровки – 4 126 хил. лв.;
 - разходи за амортизации – 7 475 хил. лв.;
 - разходи за ремонт и поддръжка – 494 хил. лв.;
 - разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 8 869 хил. лв.
2. Разходи за студен резерв – 43 800 хил. лв.;
3. Разходи за резерв за услуги – 17 520 хил. лв.;
4. Регулаторна база на активите – 36 684 хил. лв.;
5. Норма на възвръщаемост – 3,33%;
6. Приходи от предоставяне на преносна способност – 41 500 хил. лв.;
7. Общо количество електрическа енергия, на база на което ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 41 297 200 MWh.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени е обосновано да бъде признат размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа, както следва:

Цена за достъп			
№	ПОЗИЦИЯ	Мярка	01.07.2015 г. – 30.06.2016 г.
1	2	3	4
1	Разходи за студен резерв	хил.лв.	61 320
2	Разходи за резерв за услуги	хил.лв.	
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	28 751
4	Възвръщаемост	хил.лв.	1 223
5	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил.лв.	-41 600
6	Необходими приходи за достъп до електропреносната мрежа	хил.лв.	49 694
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	41 297 200
8	Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	1,20

Цена за пренос през електропреносната мрежа

ЕСО ЕАД е предложило за утвърждаване цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 6,77 лв./MWh, без ДДС, считано от 01.07.2015 г. Действащата цена за пренос през електропреносната мрежа е 6,62 лв./MWh, без ДДС, и е утвърдена с Решение № Ц – 12 от 30.06.2014 г. Предложената цена за пренос за следващия регулаторен период е с 0,15 лв./MWh, без ДДС, по-висока от действащата към момента.

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

- прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи - 41 297 200 MWh.;
- прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия в размер на 234 112 хил. лв.;
- разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 27 180 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос и действаща към момента цена от 30,00 лв./MWh.;
- регулаторна база на активите – 1 977 382 хил. лв.;
- оборотен капитал 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 - 23 806 хил. лв.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени е обосновано да бъде признат размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, както следва:

Цена за пренос			
№	ПОЗИЦИЯ	Мярка	01.07.2015 г. – 30.06.2016 г.
1	2	3	4
1	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	234 112
2	Възвръщаемост	хил.лв.	21 972
3	Технологични разходи по преноса	хил.лв.	63 607
4	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия по електропреносната мрежа	MWh	906 000
5	Приходи от реактивна енергия	хил.лв.	-3 500
6	Необходими приходи за дейността пренос	хил.лв.	316 192
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	41 297 200
8	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	7,66

Признатите условно-постоянни разходи на дружеството за дейността „пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа“ са в размер на 234 112 хил. лв., в т.ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 65 648 хил. лв.;
- разходи за осигуровки – 34 374 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 70 845 хил. лв., съответстващи на инвестиционната програма на дружеството;
- разходи за ремонт и поддръжка – 16 928 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 45 898 хил. лв.

Във връзка с гореизложеното цените са, както следва:

– **Цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 1,20 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 49 694 хил. лв. и общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ 41 297 200 MWh.**

– **Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 7,66 лв./MWh, без ДДС, и общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ 41 297 200 MWh и необходими годишни приходи 316 192 хил. лв.**

Крайните клиенти ще заплащат обща цена за достъп и за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 8,86 лв./MWh, без ДДС.

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

С Решение № Ц-6 от 13.03.2014 г. е утвърдена на ЕСО ЕАД цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева или вятърна енергия, която се закупува по преференциални цени – 2,45 лв./ MWh, без ДДС.

Със заявление с вх. № Е-13-41-16 от 31.03.2015 г. ЕСО ЕАД предлага за утвърждаване цена за достъп за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева или вятърна енергия, която се закупува по преференциални цени в размер на **5,59 лв./MWh, без ДДС**. В тази връзка ЕСО ЕАД е изложило аргументи, че за периода м. септември 2012 г. – м. юли 2014 г., с цел осигуряване допълнителни резервни мощности, които да балансират динамично променящата се генерация от соларни и вятърни паркове, е извършило

допълнителни разходи, които частично са компенсирани от приходите от временните цени за достъп по Решение № Ц-33 от 14.09.2012 г. на КЕВР. Дружеството посочва, че след отмяна на отделни части от посоченото решение, е възникнало задължение да анулира начислените на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници суми, което е редуцирало приходите му за 2013 г. и е довело до реализиране на загуба, в допълнение на отчетена такава след данъчно облагане през 2012 г. ЕСО ЕАД твърди, че въпреки постановеното Решение № КМ-1 от 13.03.2014 г. за определяне на компенсаторни мерки във връзка с разликата между събраните приходи от временните цени за достъп и утвърдената с Решение № Ц-6 от 13.03.2014 г. окончателна цена за достъп в размер на 2,45 лв./MWh, без ДДС, за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева или вятърна енергия, за периода предхождащ Решение № КМ-1 от 13.03.2014 г. разходите на ЕСО ЕАД за управление на производството от възобновяеми източници са некомпенсирани. Дружеството посочва също, че при утвърждаване на цена за достъп с Решение № Ц- 6 от 13.03.2014 г. е извършена корекция на необходимите приходи с приходи от реактивна енергия в размер на 9 237 хил. лв., която на практика води до прехвърляне на над 60% от финансовата тежест за покриване на допълнителните разходи за управление на електроенергийната система, породени от производителите на електрическа енергия от вятърни и фотоволтаични мощности, на ЕСО ЕАД.

Дружеството е формирало предложената цена въз основа на следните изходни параметри:

- разходи за осигуряване на допълнителен резерв за първично и вторично регулиране, свързан с производството на електрическа енергия от ФЕЦ и ВяЕЦ, формирани на база средночасова разполагаемост 170 MW, остойностени по цена от 10 лв./MW*h.;

- не се предвиждат приходи от реактивна енергия по чл. 7 от НРЦЕЕ, които да доведат до намаляване на цената;

- нормата на възвръщаемост от 6,83%;

- прогнозни количества електрическа енергия, произведена от ФЕЦ и ВяЕЦ в размер на 2 844 860 MWh.

С последващо писмо с вх. № Е-13-41-32 от 22.05.2015 г. ЕСО ЕАД изменя предложението си в заявлението за утвърждаване на цени, като предлага цена за достъп за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева или вятърна енергия, която се изкупува по преференциални цени, в размер на **11,66 лв./MWh, без ДДС.**

ЕСО ЕАД е обосновало поисканото увеличение с необходимостта от поетапно компенсиране на извършени разходи в периода септември 2012 г. – април 2015 г. на стойност 51 786 хил. лв., срещу които от прилагането на Решение КМ-1 от 13.03.2014 г. и Решение Ц-6 от 13.03.2014 г. е реализирало приходи в размер на 17 255 хил. лв.

Видно от горното дефицитът натрупан в дружеството за посочения период е в размер на 34 531 хил. лв., като предложението на ЕСО ЕАД е той да бъде поетапно компенсиран в следващите два регулаторни периода, съответно 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. и 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г., като частта, която следва да бъде отнесена към първия период е в размер на 17 266 хил. лв.

По силата на чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 от ЗЕ на регулиране подлежи цената за достъп до електропреносната мрежа. Съгласно т. 15 от § 1 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ „достъп“ е правото на ползване на преносната и/или разпределителната мрежи за пренос на електрическа енергия срещу заплащане на цена. Ползватели на мрежите по смисъла на т. 41а от същата разпоредба са както потребителите, така и производителите на електрическа енергия, в това число и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници (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 ДР на ЗЕ, цената за достъп до електропреносната мрежа отразява и разходите, които се предизвикват във връзка с управление на електроенергийната система и се отнасят към дейността по цялостно управление и администриране, т.е. и от дейността на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници.

Предвид гореизложеното, на оператора на електропреносната мрежа следва да бъде утвърдена цена за достъп за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева или вятърна енергия, 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 неспричинени случайни отклонения и смущения в електроенергийната система, за чието балансиране отговаря операторът на преносната мрежа.

След анализ на заявлението е извършена корекция на предложената норма на възвръщаемост от 6,83% на 3,33% в съответствие с предложената стойност от ЕСО ЕАД в заявление с вх. № Е-13-41-15 от 31.03.2015 г. за утвърждаване на цени за достъп и пренос през електропреносната мрежа, като ценообразуващ елемент при определянето на цената за достъп. Фактите и обстоятелствата, изложени в писмо с вх. № Е-13-41-32 от 22.05.2015 г., като допълнение към заявлението за утвърждаване на цени не са взети предвид, поради необходимостта от допълнителни документи и обосновки, които дружеството следва да представи, като доказателства относно изложените данни.

Ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) и вятърни електрически централи (ВяЕЦ), присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи за цялото произведено количество електрическа енергия, са представени в следващата таблица:

Цена за достъп			
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв	хил.лв.	14 892
2	Възвръщаемост	хил.лв.	496
3	Необходими приходи	хил.лв.	15 388
4	Прогнозни количества	MWh	2 844 860
5	Цена за достъп	лв./MWh	5,41

В резултат на гореизложеното цената за достъп до електропреносната мрежа е, както следва:

– цена за достъп до електропреносната мрежа, 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 5,41 лв./MWh, без ДДС при необходимими годишни приходи 15 388 хил. лв.

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА И КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

1. Електроразпределителни дружества

Съгласно чл. 4, ал. 5 от НРЦЕЕ Комисията с решение определя приложим метод на регулиране за енергийните предприятия, 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. ДКЕВР прилага метод за ценово регулиране “горна граница на приходи”, като цените за достъп и за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи са утвърждавани при регулаторни периоди с продължителност, както следва: тригодишен (2005 г. - 2008 г.), петгодишен (2008 г. - 2013 г.) и двугодишен (2013 г. – 2015 г.).

Съгласно чл. 4, 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 и за качество на обслужването през предходната година (аргумент от чл. 8 от НРЦЕЕ). 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, 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 ценови период, както за дружествата, така и за крайните клиенти.

В изпълнение на разпоредбата на чл. 4, 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 четвъртия регулаторен период, както следва:

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

Съгласно чл. 9 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 - призната 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 2014 г. – 2015 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи да бъде приложен общ подход, както следва:

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

Предложените от дружествата разходи в тази група са коригирани като е приложен индивидуален подход към всяко дружество въз основа на отчетните данни за ценовите години от третия регулаторен период.

1.2. 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 съгласно методика или указания, приети от Комисията. С решение по Протокол № 69 от 10.05.2012 г. КЕВР е приела Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на електрическа енергия при пренос и разпределение на електрическа енергия. Съгласно т. 7 от тази методика за целите на ценообразуването Комисията определя средногодишни технологични разходи за всяка ценова година от регулаторните периоди на отделните енергийни предприятия след проведено текущо наблюдение. С решение по Протокол № 207

от 19.12.2013 г., т. 6, Комисията е приела допустимите нива на технологичните разходи за третия регулаторен период на електроразпределителните дружества, както следва:

- „ЧЕЗ Разпределение България” АД – 8%;
- „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД – 8%;
- „Енерго-Про Мрежи“ АД – 9%;
- „ЕРП Златни пясъци” АД – 5%.

Отчетните данни за технологичните разходи по преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи за третия регулаторен период са следните:

Дружество	2013 г.	2014 г.	Изменение
„ЧЕЗ Разпределение България” АД, %	11,98	11,59	-3,26%
„ЕВН България Електроразпределение” ЕАД, %	10,80	10,12	-6,30%
„Енерго-Про Мрежи“ АД, %	14,14	13,08	-7,50%

По смисъла на т. 64 от § 1 на Допълнителните разпоредби на ЗЕ технологични разходи са разходите на електрическа енергия, които са присъщи на технологичния процес на нейното производство, пренос и разпределение.

Загубите в електроразпределителната мрежа се делят на технически загуби и нетехнически (търговски) загуби на електрическа енергия. Техническите загуби са загуби на електрическа енергия в електроразпределителните мрежи, които се получават при преноса и трансформирането. Размерът на технологичните разходи зависи от следните фактори:

- сечение на проводниците (електропроводи, кабелни линии и др.);
- нива на напрежение (ниско, средно или високо);
- качества на използваните материали;
- технико-икономически показатели на конструкцията на съоръженията – оразмеряване на трансформаторите, качеството на изолацията на проводниците и др.;
- броя на трансформациите и разстоянията, на които се пренася електрическата енергия;
- количества пренасяна електрическа енергия и товаровия профил на потребителите;
- компенсацията на реактивната мощност;
- организацията и управлението на техническата експлоатация на електроразпределителните системи.

Нетехническите (търговски) загуби са загуби на електрическа енергия, които възникват в резултат на неточно измерване на количествата електрическа енергия чрез неизправни средства за търговско измерване и/или кражби на електрическа енергия.

Електроразпределителните дружества са представили отчети за изпълнението на инвестиционните програми за 2013 г. и 2014 г., както и данни за инвестираните средства за намаляване на технологичните разходи, обобщени, както следва:

Дружество	2013 г.			2014 г.		
	Инвестиции	Инвестиции за намаляване на техн. разход	% от общите инвестиции	Инвестиции	Инвестиции за намаляване на техн. разход	% от общите инвестиции
„ЧЕЗ Разпределение България” АД	109 067	19 634	18,00%	49 483	17 755	35,88%
„ЕВН България Електроразпределение” ЕАД	66 541	2 569	3,86%	79 846	2 739	3,43%

„Енерго-Про Мрежи“ АД	19 726	6 422	32,56%	7 899	1 762	22,31%
-----------------------	--------	-------	--------	-------	-------	--------

Направените инвестиции средно за периода 2013 г. – 2014 г. са:

- „ЧЕЗ Разпределение България“ АД - в размер на 79 275 хил. лв., от които 18 695 хил. лв. или 24% са за намаляване на технологичните разходи;
- „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД – в размер на 73 194 хил. лв., от които 2 654 хил. лв. или 4% са за намаляване на технологичните разходи;
- „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД – в размер на 13 812 хил. лв., от които 4 092 хил. лв. или 30% са за намаляване на технологичните разходи.

Направените инвестиции от дружествата са свързани с изграждане на нови трафопостове, подмяна на електропроводи и кабелни линии, изнасяне на електромерни табла и подмяна на средства за търговско измерване, което е довело до намаляване на техническите и нетехническите загуби на електрическа енергия. Основната част от инвестициите са насочени към измервателни уреди: при „ЧЕЗ Разпределение България“ АД 27 164 хил. лв. общо за периода, при „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД 31 014 хил. лв. общо за периода, при „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД 10 062 хил. лв. общо за периода, от което следва изводът, че дружествата полагат усилия за намаляване на нетехническите загуби, свързани с грешки в измерването и кражби на електрическа енергия.

За разглеждания период дружествата са постигнали намаляване на технологичния разход съответно „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с 3,26%, „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД с 6,30%, „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД със 7,05 %.

За регулаторния период 2015 г. – 2018 г. в регулаторната база на активите ще бъдат включени заявените от дружествата инвестиции, свързани с намаляване на технологичните разходи общо за периода: за „ЧЕЗ Разпределение България“ АД в размер на 33 746 хил. лв; за „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД в размер на 72 981 хил. лв.; за „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД в размер на 62 539 хил. лв. В тази връзка предвид значително увеличението, заявени от дружествата средства за инвестиране с цел намаляване на технологичните разходи и при отчитане на ниските нива на тези инвестиции през третия регулаторен период, постигнатите резултати за 2014 г. спрямо 2013 г. и на факта, че инвестициите през 2014 г. ще покажат резултат през 2015 г., е обосновано да се приеме, че резултатите от оптимизацията на технологичните разходи при преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи през следващия регулаторен период ще бъдат значително по-добри.

Изследван е размерът на технологичните разходи за мрежи СрН и НН, в близки държави - членки на Европейския съюз, като е установено, че признатият от националните регулаторни органи размер на технологичния разход в Република Гърция е 6,5%, в Република Румъния е 9,5%, а в Република Хърватия е 8,0%.

В Комисията е постъпило становище с вх. № Е-12-00-1201 от 18.12.2013 г. от експерти на Научно-техническия съюз на енергетиците в България, съдържащо резултати от направено проучване относно възможностите за оптимизиране на технологичните разходи при пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи. Въз основа на представеното становище, информация от Energy Regulators Regional Association (ERRA) относно постигнатите стойности на технологичните разходи в Европа, отчетената при електроразпределителните дружества тенденция за намаляване на технологичните разходи, чрез оптимизиране на разходите за изпълнение на дейностите по инвестиционните и ремонтни програми и въведените системи за управление на качеството може да бъде направен обоснован извод, че за четвъртия регулаторен период не следва да се увеличават признатите нива на технологичните разходи при пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи. В тази връзка размерът на признатите технологични разходи на електроразпределителните дружества за четвъртия регулаторен период следва да бъде:

- за „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 8%;
- за „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД – 8%;
- за „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД – 9%;
- за „ЕРП 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 пълната регулирана цена на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, към която са прибавени цените за достъп и за пренос през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото.

1.3. Разходи за амортизации

Средните разходи за амортизации за четвъртия 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 четвъртия 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 амортизациите въз основа на конкретния оставащ полезен живот на съществуващите активи за всяка ценова година. За целите на ценообразуването е заложена средно аритметична стойност на разходите за амортизации на съществуващите активи за трите ценови години на четвъртия регулаторен период, като AM_1, AM_2 и AM_3 отразяват разходите за амортизации на съществуващите активи съответно за 2015 г., 2016 г. и 2017 г. При изчисленията на разходите за амортизации на инвестициите за периода 2015 г. - 2017 г. е спазена логиката при изчисляване на средната номинална стойност на инвестициите. Следва да се има предвид, че изчисленията са направени върху нетните инвестиции без инвестициите в активи, придобити по безвъзмезден начин.

1.4. Регулаторна база на активите

Съгласно разпоредбата на чл. 13 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:

$$РБА = A - \Phi - AM + ОК + И,$$

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;

$ОК$ - необходимият оборотен капитал;

И - размерът на инвестициите, одобрени от комисията.

1.4.1. Балансова стойност на съществуващите активи

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

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

където,

AB – средна балансовата стойност на съществуващите активи за четвъртия 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 четвъртия 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 2015 г., 2016 г. и 2017 г. За целите на изчисляването, балансовата стойност на активите на дружествата към 31.12.2014 г. е коригирана със стойността на амортизационните отчисления към средата на съответните ценови години от четвъртия 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
2015 г.	$AM_1 - AM\Phi$	$AM_1 - AM\Phi$	$AM_1 - AM\Phi$	$AM_1 - AM\Phi$
2016 г.		$AM_2 - AM\Phi$	$AM_2 - AM\Phi$	$(AM_2 - AM\Phi) * 2/3$
2017 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 формулата:

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

където

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

AM₁, *AM₂*, *AM₃* - разходи за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

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

1.4.2. Среден номинален размер на инвестициите

Средният номинален размер на инвестициите е изчислен съгласно т. 24 от приетите с решение по Протокол № 28 от 20.02.2015 г., по т. 5 Минимални изисквания на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране към заявленията за утвърждаване на цени на

електрическата енергия на електроразпределителните дружества за първата ценова година на четвъртия 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
2015 г.	$0,5 * I_1$	I_1	I_1	$2,5 * I_1 / 3$
2016 г.		$0,5 * I_2$	I_2	$1,5 * I_2 / 3$
2017 г.			$0,5 * I_3$	$0,5 * I_3 / 3$
ОБЩО	$0,5 * I_1$	$I_1 + 0,5 * I_2$	$I_1 + I_2 + 0,5 * I_3$	$(2,5 * I_1 + 1,5 * I_2 + 0,5 * I_3) / 3$

1.4.3. Необходим оборотен капитал

В съответствие с разпоредбата на чл. 13, ал. 8 от НРЦЕЕ, оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

1.5. Норма на възвръщаемост

Съгласно чл. 14, 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. 25 от Минималните изисквания, Комисията прилага 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;

$D_{СК}$ - дялът на собствения капитал в общия капитал;

$HB_{СК}$ - нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане;

$ДС$ - корпоративният данък по ЗКПО, %;

$D_{ПК}$ - дялът 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%, а за третия регулаторен период – 7%, 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).

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

1.5.1. 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 3,03% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е от среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период май 2014 г. - април 2015 г. по данни на Българската народна банка.

1.5.2. β коефициент на активите

Съгласно информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business, безлостовият β коефициент за 2014 г., за дружества в електроенергийния сектор е 0,57. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор 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. Damodaran цитира и коригирана прогноза за β на активите, като корекцията се основава на предположението, че част от стойността на собствения капитал се състои от парични средства с β стойност, приета за нула. Стойностите, публикувани на сайта са средно с 0,03 по-високи от реалните за енергийния сектор. При изчислението

по-долу тези факти не са взети предвид, като е използван безлостов β коефициент от 0,57, въпреки че е възможно да се приеме и по-ниска стойност. За сравнение, британският регулатор Ofgem приема стойност от 0,42 на безлостов β коефициент на активите за новия регулаторен период.

Безлостовият отраслов β коефициент, след отчитане на целевата капиталова структура на електроразпределителните дружества и размера на данъчната ставка, се преобразува в лостов β коефициент със стойност – 1,08.

1.5.3. Пазарна рискова премия

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 5,75%;
- Dimson, Marsh and Staunton препоръчва 4,6%;
- Ibbotson Associates посочват стойност от 4,4%.

За сравнение британският регулатор Ofgem приема стойност от 5,25% за следващия регулаторен период, която стойност е използвана при изчисленията по-долу.

1.5.4. Цена на привлечения капитал

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред.

Рейтинговият корпоративен спред е допълнителната премия за покриване на специфичния риск, която се добавя към безрисковата премия. 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 BBB от доходността по държавни облигации с рейтинг AAA (Германия) на месечна база за 2014 г. и е в размер на 1,39%, по данни от Reuters Eikon.

$$HВ_{СК} = 3,03\% + 1,08 * 5,25\% = 8,70\%$$

$$HВ_{ПК} = 3,03\% + 1,39\% = 4,42\%$$

$$HВ = 0,5 * 8,70\% / (1 - 10\%) + 0,5 * 4,42\% = 7,04\%$$

На база на гореизложените изчисления за първата година от четвъртия регулаторен период, нормата на възвръщаемост за електроразпределителните дружества е определена на 7,04 %.

1.6. Корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща констатациите в: доклад за извършен одит на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с вх. № Е-Дк-173 от 12.05.2014 г., приет от ДКЕВР с решение по протокол № 67 от 12.05.2014 г., т. 2., доклад за извършен одит на „ЕВН Електроразпределение“ АД с вх. № Е-Дк-143 от 10.05.2014 г., приет от ДКЕВР с решение по протокол № 67 от 12.05.2014 г., т.1., доклад за извършен одит на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД с вх. № Е-Дк-169 от 12.05.2014 г., приет от ДКЕВР с Решение по протокол № 67 от 12.05.2014 г., т. 3.

С Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. КЕВР е приложила корекции на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяващи констатациите в горесцитираните одитни доклади. Необходимите годишни приходи на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са намалени с 44 560 хил. лв., на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД

с 37 744,5 хил. лв, на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД с 29 855 хил. лв.. Тези корекции отразяват получен допълнителен приход от дружествата в размер на 142 948 хил. лв. за „ЧЕЗ Разпределение България“ АД разсрочен за период от 3 години, 195 556 хил. лв за „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД разсрочен за период от 4 години и 128 491 хил. лв. за „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД разсрочен за период от 4 години и намален с общата стойност на корекциите с фактора Z за съответното дружество за втория регулаторен период.

С Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. КЕВР е разсрочила корекциите на необходимите годишни приходи за съответно 6, 8 и 8 години.

С цел да се даде възможност на електроразпределителните дружества да развиват дейността си и да подобрят качеството на предоставяните услуги, може да се приеме, че посочените корекции няма да се прилагат за в бъдеще.

1.7. Цените са изчислени в съответствие с Доклад № Е-Дк-173 от 28.05.2015 г.

1.8. В цените не са включени разходи за балансиране съгласно чл. 10, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ. В тази връзка, следва да бъде определен максимално допустим размер на отклонението на дневните почасови прогнозни графици в двете посоки, който може да се включва в общата цена, заплащана от клиентите на разпределителните дружества, а именно: за специалните балансиращи групи на операторите на електроразпределителните мрежи – до 0,5 %.

2. Крайни снабдители

След анализ на постигнатите резултати от електроснабдителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 2014 г. – 2015 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи да бъде приложен общ подход, както следва:

2.1. Компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 9, ал. 2 от НРЦЕЕ следва да бъде запазена в размер на 2,29 % от разходите за покупка на електрическа енергия, в зависимост от индивидуалните приходи и разходи на крайните снабдители.

2.2. 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. Средно претеглената цена за покупка на електрическа енергия е формирана на база индивидуалните прогнозни количества и цената за закупуване на електрическа енергия от обществения доставчик, считано от 01.07.2015 г.

2.3. В цените не са включени разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания.

2.4. Цените са изчислени в съответствие с Доклад № Е-Дк-173 от 28.05.2015 г.

2.5. В цените не са включени разходи за балансиране съгласно чл. 10, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ. В тази връзка, следва да бъде определен максимално допустим размер на отклонението на дневните почасови прогнозни графици в двете посоки, който може да се включва в общата цена на електрическата енергия, заплащана от клиентите на крайния снабдител, а именно: за специалните балансиращи групи на крайните снабдители – до 1,5 %.

„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ” АД

Утвърдените с Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. и изменени с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г., цени без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България” АД са следните:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00668 лв./kWh,

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02173 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01628 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-13-62-209 от 31.03.2015 г. и действащите цени на дружеството:

„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД			
Цени	Утвърдени с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2015 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение	0,00668	0,00950	+42,22 %
цена за пренос през разпределителната мрежа на ниско напрежение	0,02173	0,03294	+51,59 %
цена за достъп до разпределителната мрежа за битови клиенти	0,00505	0,00657	+30,10 %
цена за достъп до разпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01628	0,02311	+41,95 %

Анализ и оценка на предоставената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД прогнозна информация:

Ценови параметри	Ценови параметри, определени с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г.	Предложени ценови параметри за ценовия период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.
Необходими приходи, в хил. лв. в т.ч.:	214 873	329 823
Технологични разходи в %	8%	11,75%
Норма на възвръщаемост в %	7%	7,4%
Възвръщаемост, в хил.лв.	34 925	47 223
Прогнозни количества електрическа енергия (хил. kWh)	9 144 666	9 295 480

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

1. Предложена стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации е 136 382 хил. лв.;

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 72 767 хил.лв.;

3. Прогнозна стойност на технологичните разходи по разпределение – 47 006 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 11,75% и цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на електроразпределителните дружества за покриване на технологичните разходи в размер на 30,00 лв./MWh;

4. Разходи за балансиране – 8 661 хил. лв., в т.ч. разходи за балансиране за предстоящия ценови период – 5 180 хил. лв. и некомпенсирани разходи от предходния ценови период в размер на 3 482 хил. лв.;

5. Компенсации за минали периоди – 17 784 хил. лв., в т.ч.:
- компенсация на възвръщаемост за непризнати инвестиции за 2013 г. – 6 714 хил. лв.;
 - компенсация с амортизацията на непризнатите инвестиции за 2013 г. – 3 980 хил. лв.;
 - компенсация на възвръщаемост от корекция на РБА с прихода от цени за присъединяване – 7 091 хил. лв.;
6. Регулаторна база на активите – 638 151 хил. лв., включваща:
- призната балансова стойност на активите в размер на 589 118 хил. лв.;
 - среден номинален размер на инвестициите – 96 552 хил. лв.;
 - необходим оборотен капитал – 23 571 хил. лв.;
 - балансова стойност на активи придобити по безвъзмезден начин – 66 596 хил. лв.;
 - балансова стойност на активи за извеждане от експлоатация - 4 494 хил. лв.
7. Норма на възвръщаемост на капитала – 7,4 %.

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, представения годишен финансов отчет за 2014 г. на дружеството, постъпилата допълнителна информация с писмо вх. № Е-13-32-209 от 17.04.2015 г. и при прилагане на общия подход за коригиране на цените са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

1. Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 108 676 хил. лв. Предложеното от дружеството увеличение на разходите спрямо базисната година е необосновано и не следва да бъде признато.

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е коригирана от 72 767 хил. лв. на 54 404 хил. лв. в съответствие с т. 1.3. от общия подход. Изчисленията са представени в следващата таблица:

		<i>хил. лв.</i>		
„ЧЕЗ Разпределение България“ АД		2015 г.	2016 г.	2017 г.
1	Разходи за амортизации	59 739	54 485	48 480
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи	-7 446	-7 446	-7 446
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин	52 293	47 039	41 034
4	Среденгодишен разход за амортизации на съществуващите активи	46 789		
5	Амортизация на инвестициите	7 615		
6	Среден годишен разход за амортизации	54 404		

3. В необходимите годишни приходи на дружеството не са включени разходи за балансиране съгласно т. 1.8. от общия подход.

4. Компенсации за предходен регулаторен период:

– от анализа на информацията, предоставена от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с вх. № Е-13-62-58 от 29.03.2013 г., вх. № Е-13-62-62 от 31.03.2014 г. и вх. № Е-13-62-209 от

31.03.2015 г. е видно, че балансовата стойност на активите е в размер съответно за 2013 г. – 589 409 хил. лв., а за 2014 г. – 589 118 хил. лв. или средно за периода – 589 264 хил. лв. В регулаторната база на активите за третия регулаторен период е призната балансовата стойност на активите към края на базисната 2012 г. в размер на 557 861 хил. лв. Следователно стойността на активите, върху която дружеството не е реализирало възвръщаемост, е в размер на 31 403 хил. лв., т.е. недовзетият приход на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД от невключените инвестиции в регулаторната база на активите за третия регулаторен период е в размер на 4 396 хил. лв. $(31\,403 * 7\% * 2)$.

– отчетените от дружеството разходи за амортизации за 2013 г. са в размер на 61 232 хил. лв., а през 2014 г. – 61 962 хил. лв., т.е. средните разходи за амортизации през регулаторния период са на стойност от 61 597 хил. лв. Включените в ценообразувания модел за третия регулаторен период разходи за амортизации са 60 413 хил. лв. Следователно стойността на амортизациите, за които дружеството има основание да претендира за компенсация, са в размер на 2 368 хил. лв. $((61\,597 - 60\,413) * 2)$.

– общата сума за компенсиране на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е в размер на 6 764 хил. лв. Следва да се отбележи, че при утвърждаване на разходите за амортизации за третия регулаторен период не е отчетено влиянието на амортизационните отчисления на активите, придобити по безвъзмезден начин, които са на стойност 7 446 хил. лв. годишно. **Следователно не съществуват основания за признаване на некомпенсирани разходи за предходния регулаторен период.**

5. Регулаторната база на активите е коригирана от 638 151 хил. лв. на 546 382 хил. лв. в съответствие с т. 1.4. от общия подход.

– балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период – 425 192 хил. лв.

			хил. лв.
1	Балансова стойност на активите към 31.12.2014 г.		589 118
2	Балансова стойност на активите придобити по безвъзмезден начин		66 596
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2014 г. (р.1-р.2)		522 522
4	Средна стойност на амортизациите $(3 * AM_1 + 2 * AM_2 + AM_3 - 6 * AM_F) / 3$		97 330
5	Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4)		425 192

– среден номинален размер на инвестициите изчислен в съответствие с т. 1.4.2 от общия подход – 99 617 хил. лв.

		хил. лв.		
		2015 г. (I_1)	2016 г. (I_2)	2017 г. (I_3)
1	Инвестиции - общо	65 057	150 292	66 222
2	Активи придобити чрез финансиране/присъединявания	14 784	38 811	8 631
3	Амортизация - общо	3 299	10 836	10 792
4	Амортизация на активи придобити чрез финансиране/присъединявания	739	2 680	2 372
5	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3+р.4)	47 712	103 325	49 171
6	Среден номинален размер на инвестициите $I = (2,5 * I_1 + 1,5 * I_2 + 0,5 * I_3) / 3$	99 617		

– стойността на необходимия оборотен капитал е коригирана от 23 571 хил. лв. на 21 573 хил. лв. съгласно т. 1.4.3. от общия подход.

В резултат на гореописаните корекции, цените, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България” АД са, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00826 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02714 лв./kWh,;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01633 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00506 лв./kWh.

Необходими годишни приходи за първата ценова година от четвъртия регулаторен период – 265 455 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 295 480 MWh.

„ЧЕЗ ЕЛЕКТРО БЪЛГАРИЯ” АД

Със заявление с вх. № Е-13-47-13 от 31.03.2015 г., допълнено с вх. № Е-13-47-13 от 03.04.2015 г., „ЧЕЗ Електро България” АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2015 г.

Утвърдените с Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. и изменени с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г., цени без ДДС, по които „ЧЕЗ Електро България” АД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи 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-16 от 01.10.2014 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2015 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	0,21344	0,21344	0,00%
- Дневна	0,13415	0,13415	0,00%
- Нощна	0,07839	0,08232	+5,01%
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,19087	0,19087	0,00%
- Нощна	0,08240	0,08652	+5,00%
3. Една скала	0,16501	0,16501	0,00%
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13421	0,14680	+9,38%
- Нощна	0,06077	0,07620	+25,39%
2. Една скала	0,13421	0,14680	+9,38%

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

1. Разходите за закупуване на електрическа енергия са изчислени в съответствие с действащите към момента на подаване на заявлението цени на обществения доставчик и възлизат на 804 477 хил. лв.;

2. Разходи за дейността „снабдяване с електрическа енергия“ и административни разходи са изчислени в размер на 26 606 хил. лв.;

3. Разходи за балансиране на стойност 26 218 хил. лв.;

4. Към необходимите приходи дружеството включва несъбираеми вземания – 2 787 хил. лв., разходи за енергийна ефективност в размер на 3 026 хил. лв., некомпенсирани разходи за небаланси – 10 276 хил. лв.

Въз основа на извършен анализ на ценовото предложение на „ЧЕЗ Електро България“ АД 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, необходимите годишни приходи на „ЧЕЗ Електро България“ АД са 787 085 хил. лв.

„ЧЕЗ Електро България“ АД		
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц- 16 от 01.10.2014 г. цени, без ДДС	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2015 г.
	лв./kWh	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение		
1. Три скали		
в т.ч. – Върхова	0,21344	0,21089
- Дневна	0,13415	0,13042
- Нощна	0,07839	0,07381
2. Две скали		
в т.ч. – Дневна	0,19087	0,18799
- Нощна	0,08240	0,07788
3. Една скала	0,16501	0,16176
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение		
1. Две скали		
в т.ч. – Дневна	0,13421	0,13049
- Нощна	0,06077	0,05592
2. Една скала	0,13421	0,13049

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

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00886 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00826 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02714 лв./kWh,

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01633 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00506 лв./kWh.

„ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ” ЕАД

Утвърдените с Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. и изменени с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г., цени без ДДС, на „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00622 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02493 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01650 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД цени със заявление с вх. № Е-13-48-81 от 30.03.2015 г. и действащите цени на дружеството:

„ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ“ ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2015 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,00622	0,00678	+9,00%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,02493	0,03247	+30,24%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00503	0,00869	+72,76%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01650	0,02073	+25,64%

Анализ и оценка на предоставената от “ЕВН България Електроразпределение” ЕАД прогнозна информация:

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

1. Предложена стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение за 2014 г., без включени разходи за амортизации е 98 914 хил. лв.;

2. Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 36 708 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 10,62 % и цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на електроразпределителните дружества за покриване на технологичните загуби в размер на 30,00 лв./MWh;

3. Прогнозни разходи за балансиране в размер на 4 591 хил. лв.;

4. Разходи за амортизации на съществуващите активи – 58 713 хил. лв.;

5. Разходи за амортизации на инвестициите за регулаторния период – 13 130 хил. лв.;

6. Разходи за амортизации на инвестициите за предходния регулаторен период – 3 851 хил. лв.;
7. Годишни амортизационни отчисления на активите придобити по безвъзмезден начин – 8 226 хил. лв.;
8. Регулаторна база на активите в размер на 764 835 хил. лв., в т.ч.:
- призната балансова стойност на активите в размер на 753 040 хил. лв.;
 - среден номинален размер на инвестициите 2015 г. – 2017 г. в размер на 137 615 хил. лв.;
 - среден номинален размер на инвестициите 2013 г. – 2014 г. в размер на 29 118 хил. лв.;
 - необходим оборотен капитал – 17 527 хил. лв.;
 - балансова стойност на активи придобити по безвъзмезден начин – 172 465 хил. лв.;
9. Норма на възвръщаемост на капитала – 9,93 %.

При анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД, представения годишен финансов отчет за 2014 г. на дружеството и при прилагане на общия подход са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

1. Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 89 128 хил. лв., на база отчетни данни в представените годишни финансови отчети за 2013 г. и 2014 г. Предложеното от дружеството увеличение на разходите спрямо базисната година не е обосновано и не следва да бъде признато.

Извършени са корекции в следните групи разходи до нивата отчетени през третия регулаторен период („Разходи за други устройства и оборудване“, „Разходи за гориво-смазочни материали“, „Разходи за работно облекло и лични предпазни средства“, „Разходи за инструменти и инвентар“, „Разходи за електрическа енергия“, „Разходи за други материали“, „Разходи за ремонт и текуща и аварийна поддръжка на мрежата“, „Разходи за консултантски услуги“, „Разходи за административни услуги (финансово-счетоводни, правни и регулаторни, ТРЗ, ИТ и др.)“, „Разходи за наеми“, „Разходи за отчитане на електромери“, „Разходи за други такси“, „Разходи за други външни услуги“).

Разходите по икономически елементи са представени в следващата таблица:

<i>хил. лв.</i>		
Разходи по икономически елементи	Предложение на дружеството	Извършени корекции
1. Разходи за материали	15 527	13 244
2. Разходи за външни услуги	45 781	38 996
3. Разходи за персонал	35 883	35 883
4. Други разходи	1 723	1 005
5. Общо разходи	98 914	89 128

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е коригирана на 63 780 хил. лв. в съответствие с т. 1.3. от общия подход. Изчисленията са представени в следващата таблица:

<i>хил. лв.</i>				
„ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД		2015 г.	2016 г.	2017 г.
1	Разходи за амортизации на съществуващите активи	64 437	58 550	53 646
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи	- 8 226	- 8 226	- 8 226

3	Разходи за амортизации на съществуващите активи придобити по възмезден начин	56 211	50 324	45 420
4	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи	50 652		
5	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите	13 129		
6	Среден годишен разход за амортизации	63 780		

3. В необходимите приходи на дружеството не са включени разходи за балансиране съгласно т. 1.8. от общия подход.

4. Компенсации за предходен регулаторен период:

– от анализа на представената от „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД информация с вх. № Е-13-48-41 от 31.03.2014 г. и вх. № Е-13-48-81 от 30.03.2015 г. е видно, че балансовата стойност на активите е в размер съответно за 2013 г. – 736 848 хил. лв., или намалена със стойността на безвъзмездно придобитите активи – 573 320 хил. лв., а за 2014 г. – 753 625 хил. лв., или намалена със стойността на безвъзмездно придобитите активи – 580 860 хил. лв. Средната стойност на възмездно придобитите активи за третия регулаторен период е 577 090 хил. лв. В регулаторната база на активите за третия регулаторен период е призната балансовата стойност на активите към края на базисната 2012 г. в размер на 596 493 хил. лв. Видно е, че стойността на активите, върху които дружеството е реализирало възвръщаемост, е с 19 403 хил. лв. по-голяма, т.е. полученият допълнителен приход на „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД от регулаторната база на активите за третия регулаторен период е в размер на 2 716 хил. лв. ($19\,403 \times 7\% \times 2$).

– отчетените от дружеството разходи за амортизации за 2013 г. са в размер на 69 284 хил. лв., от които 6 939 хил. лв. амортизации на безвъзмездно придобитите активи, а през 2014 г. – 65 483 хил. лв., от които 7 869 хил. лв. амортизации на безвъзмездно придобитите активи. Средните разходи за амортизации на възмездно придобитите активи през регулаторния период са на стойност от 59 980 хил. лв. Включените в ценообразувания модел за третия регулаторен период разходи за амортизации са 71 574 хил. лв. Видно е, че разходите за амортизации, които са включени в необходимите годишни приходи за предходния регулаторен период, надвишават реалните разходи за амортизации с 23 188 хил. лв. ($(71\,574 - 59\,980) \times 2$).

От гореизложеното става ясно, че не съществуват основания за признаване на некомпенсирани разходи на „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД за предходния регулаторен период.

5. Регулаторната база на активите е коригирана от 764 835 хил. лв. на 632 007 хил. лв. в съответствие с т. 1.4. от общия подход.

– Балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период – 476 260 хил. лв.

хил. лв.		
1	Балансова стойност на активите към 31.12.2014 г.	753 625
2	Балансова стойност на активите придобити по безвъзмезден начин	172 465
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2014 г. (р.1-р.2)	581 160
4	Средна стойност на амортизациите $(3 \times \text{AM}_1 + 2 \times \text{AM}_2 + \text{AM}_3 - 6 \times \text{AM}_\Phi) / 3$	104 900
5	Средна балансова стойност на съществуващите активи (р.3-р.4)	476 260

- Среден номинален размер на инвестициите, изчислен в съответствие с т. 1.4.2 от общия подход – 137 616 хил. лв.
- Стойността на необходимия оборотен капитал е коригирана от 17 527 хил. лв. на 18 132 хил. лв. съгласно т. 1.4.3. от общия подход.

В резултат на гореописаните корекции, цените, без ДДС, на „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД са, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00776 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03088 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01651 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.

Необходими годишни приходи за първата ценова година от четвъртия регулаторен период – 253 327 хил. лв. и пренесена електроенергия от 8 134 295 MWh.

„ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ” ЕАД

Утвърдените с Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. и изменени с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. цени без ДДС, по които „ЕВН България Електроснабдяване” ЕАД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените със заявление с вх. № Е-13-49-19 от 31.03.2015 г. цени, считано от 01.07.2015 г. са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване” ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2015 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	0,22126	0,22928	+3,62%
- Дневна	0,14934	0,15476	+3,63%
- Нощна	0,08319	0,08621	+3,63%
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,18130	0,18788	+3,63%
- Нощна	0,08030	0,08321	+3,62%
3. Една скала	0,18203	0,18863	+3,63%
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13127	0,13603	+3,63%
- Нощна	0,05714	0,05921	+3,62%
2. Една скала	0,13127	0,13603	+3,63%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

Необходимите приходи за първата ценова година на „ЕВН България Електроснабдяване” ЕАД са в размер на 730 651 хил. лв. и включват следните елементи:

1. Общо закупена електрическа енергия от обществения доставчик – 5 533 281 MWh;
2. Разходи за закупена електрическа енергия – 689 293 хил. лв., изчислени при цена на обществения доставчик от 110,19 лв./MWh за покриване на потреблението на битовите клиенти и цена на обществения доставчик от 154,47 лв./MWh за покриване на потреблението на небитовите клиенти;
3. Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 9, ал. 2 от НРЦЕЕ в размер на 20 679 хил. лв., представляващи 3% от разходите за електрическа енергия;
4. Разходи за балансиране в размер на 20 679 хил. лв., представляващи 3% от разходите за електрическа енергия.

Към заявлението е представено искане за компенсиране на прогнозни разходи по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с прилагане на мерки по енергийна ефективност и искане за компенсиране по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ, произтичащи от задължение за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени.

В следствие на 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, необходимите годишни приходи на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД са 678 439 хил. лв.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД		
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. цени, без ДДС	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2015 г.
	лв./kWh	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение		
1. Три скали		
в т.ч. - Върхова	0,22126	0,21759
- Дневна	0,14934	0,14480
- Нощна	0,08319	0,07784
2. Две скали		
в т.ч. - Дневна	0,18130	0,17715
- Нощна	0,08030	0,07491
3. Една скала	0,18203	0,17789
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение		
1. Две скали		
в т.ч. - Дневна	0,13127	0,12650
- Нощна	0,05714	0,05146
2. Една скала	0,13127	0,12650

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

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00886 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00776 лв./kWh,

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03088 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01651 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.

„ЕНЕРГО-ПРО МРЕЖИ” АД

Утвърдените с Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. и изменени с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. цени, без ДДС, на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00926 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02506 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителната мрежа - 0,00818 лв./kWh.

Със заявление с вх. № Е-13-45-146 от 31.03.2015 г. „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД е направило предложение за утвърждаване на цена за достъп до електроразпределителната мрежа и цени за пренос на електрическата енергия през електроразпределителната мрежа, считано от 01.07.2015 г.

„ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. цени, без ДДС	Предложени цени, считано от 01.07.2015 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,00926	0,02503	+170,30%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,02506	0,03299	+31,64%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа	0,00818	0,01312	+60,39%

Предложението за цени на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД е разработено при следните изходни данни:

1. Предложена е стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение от 76 832 хил. лв.;
2. Прогнозна стойност на разходите за амортизации - 75 806 хил. лв.;
3. Прогнозна стойност на технологичните разходи по разпределение – 30 870 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 13,46 % и цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на електроразпределителните дружества за покриване на технологичните загуби в размер на 30,00 лв./MWh;
4. Корекция на необходимите годишни приходи в размер на 16 355 хил. лв. представляваща:
 - разходи за амортизации за предходния регулаторен период – 11 800 хил. лв.;
 - непризнатата възвръщаемост в размер на 4 555 хил. лв., в резултат на извършените инвестиции през третия регулаторен период;
5. Регулаторна база на активите – 435 451 хил. лв., включваща:
 - призната балансова стойност на активите в размер на 337 389 хил. лв.;

- среден номинален размер на инвестициите – 88 087 хил. лв.;
 - необходим оборотен капитал – 13 463 хил. лв.;
 - балансова стойност на активи придобити по безвъзмезден начин – 3 488 хил. лв.;
6. Норма на възвръщаемост на капитала – 9,62 %.

При анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД, представения годишен финансов отчет за 2014 г. на дружеството, постъпилата допълнителна информация с писмо вх. № Е-13-45-146 от 28.04.2015 г. и при прилагане на общия подход са извършени следните корекции на ценообразуващите елементи:

1. Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 71 841 хил. лв.

№	Разходи	хил. лв.
1.	Разходи за регулирана дейност с включени амортизации през базисната година, съгласно Справка № 6	122 453
2.	Разходи за амортизации за регулирана дейност през базисната година, съгласно Справка № 1	54 945
3.	Допълнителни разходи за отчет	3 384
4.	Допълнителни разходи за ремонт	949
5.	Общо експлоатационни и административни разходи за дейността разпределение (p.5=p.1-p.2+p.3+p.4)	71 841

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е коригирана от 75 806 хил. лв. на 44 676 хил. лв. в съответствие с т. 1.3. от общия подход. Изчисленията са представени в следващата таблица:

		хил. лв.		
„ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД		2015 г.	2016 г.	2017 г.
1	Разходи за амортизации	45 724	39 718	36 511
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи	-804	-804	-804
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи придобити по възмезден начин	44 920	38 914	35 707
4	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи	39 847		
5	Среден годишен разход за амортизация на инвестициите	4 829		
6	Среден годишен разход за амортизация	44 676		

Разходите за амортизации на инвестициите са коригирани от 9 061 хил. лв. на 4 829 хил. лв. Изчисленията са представени в следващата таблица:

	хил. лв.		
	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Амортизация на инвестициите	3 831	3 955	4 062
Амортизация на безвъзмездно придобити активи	599	760	836
Амортизация на инвестициите отразяващи възмездно придобити активи	3 233	3 195	3 225
Среден годишен разход за амортизации на инвестициите - $(2,5 \cdot AM_{И1} + 1,5 \cdot AM_{И2} + 0,5 \cdot AM_{И3})/3$	4 829		

3. В необходимите приходи на дружеството не са включени разходи за балансиране съгласно т. 1.8. от общия подход.

4. Компенсации за предходен регулаторен период:

– от анализа на представената от „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД информация с вх. № Е-13-45-146 от 31.03.2015 г. и вх. № Е-13-45-28 от 31.03.2014 г. е видно, че балансовата стойност на активите е в размер съответно за 2013 г. – 384 435 хил. лв., или намалена със стойността на безвъзмездно придобитите активи – 363 961 хил. лв., а за 2014 г. – 337 389 хил. лв. или намалена със стойността на безвъзмездно придобитите активи – 316 464 хил. лв. Средната стойност на активите за третия регулаторен период е 340 212 хил. лв. В регулаторната база на активите за третия регулаторен период е призната балансовата стойност на активите към края на базисната 2012 г. в размер на 404 226 хил. лв., намалена със стойността на безвъзмездно придобитите активи – 384 563 хил. лв. Видно е, че стойността на активите, върху които дружеството е реализирало възвръщаемост, е с 44 351 хил. лв. по-голяма, т.е. надвзетият приход на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД от регулаторната база на активите за третия регулаторен период е в размер на 6 209 хил. лв. ($44\,351 \cdot 7\% \cdot 2$).

– заявените от дружеството за компенсиране разходи за амортизации за третия регулаторен период в размер на 11 800 хил. лв., са коригирани с горепосочената стойност и с разходи за амортизации на безвъзмездно придобити активи в размер на 2 745 хил. лв. В резултат на корекциите сумата за компенсиране на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД за третия регулаторен период е в размер на 2 846 хил. лв., или средногодишна стойност на компенсациите – 949 хил. лв. Посочената сума е включена в експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, като следва да се използва от дружеството като допълнителен ресурс за обезпечаване на ремонтната програма.

5. Регулаторната база на активите е коригирана от 435 451 хил. лв. на 339 317 хил. лв. в съответствие с т. 1.4. от общия подход.

– Балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период – 233 699 хил. лв.

<i>хил. лв.</i>		
1	Балансова стойност на активите към 31.12.2014 г.	337 389
2	Балансова стойност на активите придобити по безвъзмезден начин	20 925
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2014 г. (p.1-p.2)	316 464
4	Средна стойност на амортизациите ($3 \cdot AM_1 + 2 \cdot AM_2 + AM_3 - 6 \cdot AM_{\Phi}$)/3	82 765
5	Средна балансова стойност на съществуващите активи (p.3-p.4)	233 699

– Среден номинален размер на инвестициите, изчислен в съответствие с т. 1.4.2 от общия подход – 91 530 хил. лв.

				хил. лв.
		2015 г. (И ₁)	2016 г. (И ₂)	2017 г. (И ₃)
1	Инвестиции	62 858	66 683	68 553
2	Активи придобити чрез финансиране/присъединявания	516	550	508
3	Амортизация	3 831	3 955	4 062
4	Амортизация на активи придобити чрез финансиране/присъединявания	599	760	836
5	Номинален размер на инвестициите (p.1-p.2-p.3+p.4)	59 709	62 938	64 819
6	Среден номинален размер на инвестициите $I = (2,5*I_1 + 1,5*I_2 + 0,5*I_3)/3$	91 530		

– Стойността на необходимия оборотен капитал е коригирана от 13 463 хил. лв. на 14 088 хил. лв. съгласно т. 1.4.3. от общия подход.

В резултат на описаните корекции извършени от работната група, цените, без ДДС, на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД са както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение за – 0,01122 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03053 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителната мрежа - 0,00818 лв./kWh.

Необходими годишни приходи за първата ценова година от четвъртия регулаторен период – 181 269 хил. лв. и пренесена електроенергия 5 225 826 MWh.

„ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ” АД

Утвърдените с Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. и изменени с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. цени без ДДС, по които „ЕНЕРГО-ПРО Продажби” АД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените със заявление с вх. № Е-13-46-19 от 31.03.2015 г. цени, считано от 01.07.2015 г. са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби” АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2015 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	0,26984	0,25816	-4,33%
- Дневна	0,15639	0,17426	+11,43%
- Нощна	0,06756	0,08390	+24,19%
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,19408	0,20905	+7,71%
- Нощна	0,07307	0,08390	+14,82%
3. Една скала	0,18182	0,20487	+12,68%
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13837	0,14199	+2,62%
- Нощна	0,05681	0,07099	+24,96%
2. Една скала	0,13837	0,14199	+2,62%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

Необходими годишни приходи в размер на 434 379 хил. лв. и включват следните елементи:

- разходи за закупена електрическа енергия – 421 727 хил. лв.;

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 9, ал. 2 от НРЦЕЕ – 12 652 хил. лв.

В допълнение дружеството заявява за следващия ценови период:

– Повишаване на допустимите отклонения от дневните почасовите графици на крайните снабдители във всяка посока (излишък/недостиг) от 1,5% на 2,5%;

– Признаване и възстановяване на непокрытите разходи за балансиране за ценовия период юли 2014 г. – юни 2015 г. в размер на 7 541 хил. лв.;

– Признаване на разходи за енергийна ефективност в размер на 10 052 хил. лв.;

– Признаване на разходи за несъбираеми вземания в размер на 3% от одобрените необходими приходи на дружеството.

В резултат на извършените корекции в описания единен подход и при отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД необходимите годишни приходи за първата ценова година от четвъртия регулаторен период на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД са 412 585 хил. лв.

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД		
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. цени, без ДДС	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2015 г.
	лв./kWh	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение		
1. Три скали		
в т.ч. - Върхова	0,26984	0,27482
- Дневна	0,15639	0,15724
- Нощна	0,06756	0,06516
2. Две скали		
в т.ч. - Дневна	0,19408	0,19630
- Нощна	0,07307	0,07087
3. Една скала	0,18182	0,18360
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение		
1. Две скали		
в т.ч. - Дневна	0,13837	0,13855
- Нощна	0,05681	0,05402
2. Една скала	0,13837	0,13855

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

– цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00886 лв./kWh;

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа - 0,00818 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение за – 0,01122 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03053 лв./kWh.

„ЕРП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ” АД

В законоустановения срок дружеството не е подало заявление за утвърждаване на цени за достъп и за пренос на електрическата енергия през електроразпределителната мрежа, считано от 01.07.2015 г.

С писмо вх. № Е-13-09-3 от 31.03.2015 г., допълнено с писмо с вх. № Е-13-09-4 от 28.04.2015 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за четвъртия регулаторен период.

Предоставените в Комисията изходни данни са следните:

1. Стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение за 2014 г., без включени разходи за амортизации - 1 616 хил. лв.;

2. Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 114 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 4,6 % и цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на електроразпределителните дружества за покриване на технологичните загуби в размер на 30,00 лв./MWh;

3. Разходи за амортизации на съществуващите активи – 584 хил. лв.;

4. Регулаторна база на активите в размер на 4 272 хил. лв., в т.ч.:

– призната балансова стойност на активите в размер на 3 815 хил. лв.;

– среден номинален размер на инвестициите в размер на 530 хил. лв.;

– необходим оборотен капитал – 216 хил. лв.;

– балансова стойност на активи придобити по безвъзмезден начин – 289 хил. лв.;

5. Норма на възвръщаемост на капитала – 7 %.

При анализ на предоставената от „ЕРП Златни Пясъци” АД информация и годишен финансов отчет за 2014 г. на дружеството и при прилагане на общия подход са извършени следните корекции на ценообразуващите елементи:

1. Експлоатационни разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение - 1 616 хил. лв.;

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е коригирана от 584 хил. лв. на 490 хил. лв. в съответствие с т. 1.3. от общия подход. Изчисленията са представени в следващата таблица:

		<i>хил. лв.</i>		
„ЕРП Златни Пясъци” АД		2015 г.	2016 г.	2017 г.
1	Разходи за амортизации през регулаторния период	520	498	482
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи	-41	-41	-41
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи придобити по възмезден начин	479	457	441
4	Среден разход за амортизации на съществуващите активи през регулаторния период	459		
5	Амортизация на инвестициите	31		
6	Среден разход за амортизации за регулаторния период 2015 г. - 2018 г.	490		

Разходите за амортизации на инвестициите са коригирани от 69 хил. лв. на 31 хил. лв. Изчисленията са представени в следващата таблица:

<i>хил. лв.</i>			
„ЕРП Златни Пясъци” АД	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Амортизация на инвестициите	26	41	47
Амортизация на безвъзмездно придобити активи	14	12	11
Амортизация на инвестициите отразяващи възмездно придобити активи	12	29	36
Среден разход за амортизации на инвестициите $(2,5 \cdot AM_{п1} + 1,5 \cdot AM_{п2} + 0,5 \cdot AM_{п3})/3$	31		

3. В необходимите приходи на дружеството не са включени разходи за балансиране съгласно т. 1.8. от общия подход;

4. Регулаторната база на активите е коригирана от 4 272 хил. лв. на 2 902 хил. лв. в съответствие с т. 1.4. от общия подход.

– Балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период – 2 482 хил. лв.

<i>хил. лв.</i>		
1	Балансова стойност на активите към 31.12.2014 г.	3 815
2	Балансова стойност на активите придобити по безвъзмезден начин	402
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2014 г. (р.1-р.2)	3 413
4	Средна стойност на амортизациите $(3 \cdot AM_1 + 2 \cdot AM_2 + AM_3 - 6 \cdot AM_{ф})/3$	931
5	Средна балансова стойност на съществуващите активи (р.3-р.4)	2 482

– Среден номинален размер на инвестициите, изчислен в съответствие с т. 1.4.2 от общия подход – 184 хил. лв.

хил. лв.				
„ЕРП Златни Пясъци” АД		2015 г. (И ₁)	2016 г. (И ₂)	2017 г. (И ₃)
1	Инвестиции	370	328	345
2	Активи придобити чрез финансиране/присъединявания	258	142	175
3	Амортизация на възмездно придобитите активи	12	29	36
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	100	157	134
5	Среден номинален размер на инвестициите $I = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + 0,5*И_3)/3$	184		

– Стойността на необходимия оборотен капитал е коригирана от 216 хил. лв. на 236 хил. лв. съгласно т. 1.4.3. от общия подход.

В резултат на описаните корекции извършени от работната група, цените, без ДДС, на „ЕРП Златни Пясъци” АД са както следва:

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа - 0,00700 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03218 лв./kWh.

Необходими годишни приходи за първата ценова година от четвъртия регулаторен период – 2 585 хил. лв. и пренесена електроенергия 65 981 MWh.

“ЕСП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ” ООД

В законоустановения срок дружеството не е подало заявление за утвърждаване на цени за продажба на електрическата енергия, считано от 01.07.2015 г.

С писмо вх. № Е-13-77-3 от 21.03.2015 г., допълнено с писмо с вх. № Е-13-77-5 от 28.04.2015 г. дружеството е представило информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за четвъртия регулаторен период.

В резултат на извършените корекции в описания единен подход и при отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД необходимите годишни приходи за втората ценова година за третия регулаторен период на „ЕСП Златни пясъци” ООД са 4 398 хил. лв.

„ЕСП Златни пясъци“ ООД		
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. цени, без ДДС	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2014 г.
	лв./kWh	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение		
1. Три скали		
в т.ч. - Върхова	0,24100	0,22830
- Дневна	0,11281	0,10667
- Нощна	0,03641	0,03310
2. Две скали		
в т.ч. - Дневна	0,17152	0,16405
- Нощна	0,03461	0,03065
3. Една скала	0,16011	0,15314
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение		
1. Две скали		
в т.ч. - Дневна	0,14928	0,14273
- Нощна	0,05140	0,04779
2. Една скала	-	-

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

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00886 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителната мрежа - 0,00700 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03218 лв./kWh.

Сравнителна таблица за изменението на крайните цени за електрическа енергия за битовите клиенти.

ИЗМЕНЕНИЕ НА КРАЙНИТЕ ЦЕНИ ЗА БИТА	
"ЧЕЗ Електро България" АД	1,53%
"ЕВН България Електроснабдяване" ЕАД	1,22%
"ЕНЕРГО-ПРО Продажби" АД	3,64%
"ЕСП Златни пясъци" ООД	-2,93%
Средно изменение	1,99%

На основание чл. 40, ал. 6 от Устройствения правилник на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката, предлагаме Комисията да вземе следните

Решения:

- 1. Да приеме доклада.**
- 2. Да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени представители на заявителите.**