



## ПРОТОКОЛ

№ 281

София, 30.12.2015 година

Днес, 30.12.2015 г. от 10:06 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, П. Младеновски – началник на отдел „Цени и лицензии: електрически мрежи, търговия и пазари“, И. Александров – началник на отдел „Ценово регулиране и лицензии – електропроизводство и топлоснабдяване“ и експерти от КЕВР.

Установено бе, че няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

### ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект на решение относно заявление с вх. № Е-15-20-31 от 09.12.2015 г., подадено от „Булгаргаз“ ЕАД, за утвърждаване на цени, по които общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа за Г<sup>80</sup> тримесечие на 2016 г.

Работна група: Елена Маринова; Ремзия Тахир; Грета Дечева;  
Михаела Андреева; Боян Наумов; Боряна Станчева;  
Сирма Денчева; Емилия Тренева и Ваня Василева

2. Проект на решение относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

Работна група: Елена Маринова; Пламен Младеновски;  
Милен Трифонов; Юлиан Стоянов; Радостина Методиева;  
Петя Георгиева и Ваня Караджова-Чернева

3. Проект на решение относно: определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

Работна група: Пламен Младеновски; Елена Маринова; Милен Трифонов; Юлиан Стоянов; Радостина Методиева; Петя Георгиева; Христина Стоянова

4. Проект на решение относено заявление с вх. № Е-14-31-15 от 11.11.2015 г. за изменение на действащите цени на електрическата и топлинна енергия на „Брикел” ЕАД.

Работна група: Ивайло Александров; Елена Маринова; Цветанка Камбурова; Георги Петров; Надежда Иванова; Анелия Петрова и Ана Иванова

**По т.1.** Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-20-31 от 09.12.2015 г., подадено от „Булгаргаз” ЕАД, за утвърждаване на цени, по които общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа за I-во тримесечие на 2016 г., установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-20-31 от 09.12.2015 г. на „Булгаргаз” ЕАД за утвърждаване на цени за I<sup>BO</sup> тримесечие на 2016 г., по които общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа.

Съгласно чл. 30, ал. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ), цените на природния газ не подлежат на регулиране при установяване от КЕВР наличието на конкуренция, която създава предпоставки за свободно договаряне на цените при пазарни условия. Към момента, на пазара на природен газ не са налице фактически предпоставки за формиране на конкурентна среда, поради което Комисията следва да регулира цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа.

„Булгаргаз“ ЕАД е обосновало предложените цени с тримесечното изменение на условията на търговските договори, по които общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, съгласно разпоредбата на чл. 17, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ).

Заявителят е представил доказателства за изпълнение на изискванията на разпоредбите на чл. 36а, ал. 1 от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ, съгласно които в едномесечен срок преди подаване в Комисията на заявленията за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащи цени, общественият доставчик оповестява в средствата за масово осведомяване предложението си за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащите цени. Представени са разпечатки от интернет страници на електронни издания на вестници, в които предложените за утвърждаване цени са оповестени в периода 10-12 ноември 2015 г. Видно от разпечатка от интернет страницата на дружеството, предложението на обществения доставчик за цени на природния газ за I<sup>BO</sup> тримесечие на 2016 г., е оповестено на 10.11.2015 г.

Към момента е действаща утвърдената с Решение № Ц-33 от 30.09.2015 г. на КЕВР за IV<sup>TO</sup> тримесечие на 2015 г. цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на клиенти, присъединени към газопреносна мрежа, в размер на 415.20 лв./1000 nm<sup>3</sup> (без акциз и ДДС).

За разглеждане и анализиране на данните и документите, съдържащи се в подаденото от „Булгаргаз” ЕАД заявление е сформирана работна група със Заповед № 3-Е-248 от 11.12.2015 г. на председателя на КЕВР. Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-354 от 14.12.2015 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 275 от 17.12.2015 г., по т. 1. В съответствие с разпоредбата на чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ е проведено открито заседание на 22.12.2015 г. В тази връзка е постъпило възражение с вх. № Е-15-20-31 от 22.12.2015 г. от „Булгаргаз” ЕАД. Общественият доставчик не приема предложената в доклада за утвърждаване цена на природния газ за I<sup>BO</sup> тримесечие на 2016 г. Изложените аргументи на дружеството са следните:

1. Приложеният „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Asset Pricing Model – CAPM) противоречи на изискванията на чл. 13, ал. 4 от

НРЦПГ, в частта достъп до финансиране, специфичен риск на предприятието, финансова политика и текущи финансови и икономически условия в страната.

2. За изчисленията на безрисковата премия в доклада е използвана норма на възвръщаемост на 10 годишни дългосрочни ценни книжа (ДЦК) на Р България за последните 12 месеца. „Булгаргаз“ ЕАД счита, че доходността по тези книжа е с най-ниски стойности, откакто се води статистика за ДЦК с матуритет над 10 г. Общественият доставчик посочва, че работи по дългосрочни договори за доставка (10 г. по договори с доставчици), 30 г. – лицензия и 3 г. срок за доставка към клиентите средномесечното ниво на доходност по 10 г. ДЦК за последните 12 месеца като желана възвръщаемост по безрискова премия не е релевантно към дейността на дружеството. Дружеството е предложило за изчисление на безрисковата премия да се вземе средната стойност на 10 г. ДЦК за последните 10 години, в размер на 4.6377%.

3. „Булгаргаз“ ЕАД твърди, че не е открило използвания в доклада коефициент  $\beta_{\text{(енергия)}}$ , и предлага да се вземат коефициентите за сектор Oil/Gas Distribution, към който дружеството счита, че спада. Безлостовият коефициент (Unleveraged) за този сектор е 0.97, който след отчитане на капиталовата структура на дружеството се превръща в лостов (Leveraged) 1.12.

Предвид горните аргументи и въз основа на статистическите данни за пазарната рискова премия (8.66%) общественият доставчик е представил следните изчисления:

**Вариант А:** безрискова норма на възвръщаемост, изчислена на база средномесечна доходност по 10 г. ДЦК за период от 10 години – 4.6377% и лостов коефициент – 1.12.

$\text{НВСК} 14.34\% = \text{Безрискова премия}_{(4.6377\%)} + \beta_{(1.12\%)} * \text{Пазарна рискова премия}_{(8.66\%)}$

*При тези изчисления нормата на възвръщаемост на собствения капитал е 14.34%.*

**Вариант В:** безрискова норма на възвръщаемост, изчислена на база средномесечна доходност по 10 г. ДЦК за период от 12 месеца – 2.5721% и лостов коефициент - 1.12.

$\text{НВСК} 12.28\% = \text{Безрискова премия}_{(2.5721\%)} + \beta_{(1.12\%)} * \text{Пазарна рискова премия}_{(8.66\%)}$

*При тези изчисления нормата на възвръщаемост на собствения капитал е 12.28%.*

4. „Булгаргаз“ ЕАД заявява, че отчитайки и съобразявайки се с решението на министъра на енергетиката за оптимизиране на административните разходи с 10%, не оспорва направените корекции на условно-постоянните разходи, чийто дял е под 1% от общите разходи на дружеството.

Комисията счита за неоснователни аргументите на обществения доставчик, изложени по-горе по т. 1. Според чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, алтернативна цена на капитала, специфичен риск на предприятието, финансова политика и капиталова структура на предприятието, финансова история на предприятието, на основата на статистически данни за пазарните величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Съгласно цитираната норма, отчитането на изброените фактори се извършва на основата на статистически данни за пазарните величини и/или официално публикувана прогнозна информация. В тази връзка, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Булгаргаз“ ЕАД са взети предвид актуални статистически данни за пазарните величини, като е отчетен и отрасловият коефициент бета, както и премията за специфичния за държавата риск.

Предвид горното, приложеният международно приет модел CAPM не противоречи на изискванията на чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ.

Комисията счита за неоснователни възраженията на обществения доставчик, изложени по-горе по т. 2, предвид прилагания метод на регулиране на неговите цени - „норма на възвръщаемост на капитала“. При прилагане на този метод на ценово

регулиране Комисията, след проведен регулаторен преглед в края на всяка година утвърждава на обществения доставчик прогнозни условно-постоянни разходи и норма на възвръщаемост на капитала за следващата година. Следователно, периодът за който е изчислена безрисковата премия е съобразен с регулаторния период на дружеството (една календарна година).

Неоснователни са и възраженията на „Булгаргаз“ ЕАД, изложени по-горе по т. 3. Приложеният безлостов коефициент  $\beta$  (power) обобщава данните за сектор „Енергетика“, като в него е включен и газовият сектор. Предложеният от обществения доставчик безлостов коефициент за сектор Oil/Gas Distribution обхваща само дейността „разпределение“, съответно не е приложим към извършваната от „Булгаргаз“ ЕАД дейност „обществена доставка“ на природен газ.

**След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, както и на постъпилото възражение, Комисията приема за установено следното:**

С подаденото заявление „Булгаргаз“ ЕАД предлага за  $\Gamma^{BO}$  тримесечие на 2016 г. да бъде утвърдена цена, по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдителите на природен газ в размер 406.49 лв./1000  $nm^3$  (без акциз и ДДС), т.е. намаление в сравнение с действащата цена с 8.71 лв./1000  $nm^3$  или с 2.10%. Цената включва компонента за дейността „обществена доставка на природен газ“ в размер на 2.0762% - 7.87 лв./1000  $nm^3$ .

Към заявлението „Булгаргаз“ ЕАД е представило и обосновка на факторите, формиращи цената на природния газ за  $\Gamma^{BO}$  тримесечие на 2016 г.

След извършен анализ на данните, съдържащи се в подаденото заявление и приложените документи, Комисията установи, че цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа е изчислена от обществения доставчик при отчитане на следните ценообразуващи елементи:

1. Съгласно условията по Договор № 02-12-13 от 15 ноември 2012 г. за доставка на природен газ, сключен между ООО „Газпром экспорт“ и „Булгаргаз“ ЕАД, ценообразуващ елемент са месечните котировки на алтернативните горива за предходните девет месеца. Осреднените стойности на алтернативните горива за  $\Gamma^{BO}$  тримесечие на 2016 г. спрямо посочените стойности в заявлението за утвърждаване на цената за  $IV^{TO}$  тримесечие на 2015 г. се изменят, както следва:

- за мазут със съдържание на сяра 1% намаляват с 8.39%;
- за газьол със съдържание на сяра 0.1% намаляват с 5.37%.

В тази връзка, дружеството посочва, че за  $\Gamma^{BO}$  тримесечие на 2016 г. доставните цени на природния газ частично ще бъдат под влияние на по-ниските цени на алтернативните на природния газ горива на международните пазари - мазут със съдържание на сяра 1% и газьол със съдържание на сяра 0.1%. Това се дължи на намалението на цените на алтернативните горива през последните месеци. Това влияние е в резултат на договорното условие за индексирание на доставните цени, а именно на база равнището на цените на алтернативните горива, осреднени за деветмесечен период, предхождащ тяхното прилагане.

При отчитане на тези договорни условия, осреднените съгласно договора цени на алтернативните горива, които формират доставните цени на природния газ през  $\Gamma^{BO}$  тримесечие на 2016 г. ще са с около 3-5% по-ниски от осреднените за същия период цени, формирали доставните цени за  $IV^{TO}$  тримесечие на 2015 г. През  $\Gamma^{BO}$  тримесечие на 2016 г. очакваните доставни цени ще бъдат с около 4% по-ниски от действащите доставни цени.

2. Цените по договора за доставка на природен газ между ООО „Газпром экспорт“ и „Булгаргаз“ ЕАД са изчислени от дружеството при калоричност на природния газ 8 170 kcal/ $nm^3$ .

Влияние върху доставните цени оказва и калоричността на природния газ, която в сравнение с калоричността през същия период на предходната година е по-висока. За

сравнение, през месец октомври 2014 г. калоричността е била  $8\,196\text{ kcal/nm}^3$ , м. ноември 2014 г. –  $8\,161\text{ kcal/nm}^3$ , м. декември 2014 г. –  $8\,167\text{ kcal/nm}^3$ . През същите месеци на 2015 г. калоричността на природния газ е съответно: през м. октомври –  $8\,228\text{ kcal/nm}^3$ , м. ноември –  $8\,167\text{ kcal/nm}^3$ . През I<sup>BO</sup> тримесечие на 2015 г. калоричността на природния газ е  $8\,190\text{--}8\,200\text{ kcal/nm}^3$ , като очакванията на дружеството са калоричността през I<sup>BO</sup> тримесечие на 2016 г. да се задържи около  $8\,170\text{ kcal/nm}^3$ .

Комисията счита, че предложената от „Булгаргаз“ ЕАД калоричност на природния газ е обоснована.

3. Предложените от „Булгаргаз“ ЕАД цени за покупка на природния газ от внос за вътрешния пазар за I<sup>BO</sup> тримесечие на 2016 г. по договора с ООО „Газпром экспорт“ са по-ниски средно с 8.48% спрямо цените за предишното тримесечие.

4. Валутният курс на лева към щатския долар, осреднен за период от четиридесет и пет дни, предхождащи месеца на внасяне на предложението за утвърждаване на цени (17.10.2015 г. - 30.11.2015 г.), е изчислен от дружеството в размер на 1.79804 лв. за 1 щатски долар. Същият, съпоставен с приетия от КЕВР валутен курс на лева към щатския долар за предходния ценови период се увеличава с 2.22%. Предложеният от обществения доставчик курс на лева към щатския долар е изчислен в съответствие с нормативните изисквания на чл. 17, ал. 3 от НРЦПГ.

5. Дружеството е представило списък на крайните снабдители и на клиентите, присъединени към газопреносна мрежа и заявените от тях прогнозни количества за доставка на природен газ през I<sup>BO</sup> тримесечие на 2016 г., въз основа на които са формирани прогнозните количества, съгласно разпоредбата на чл. 17, ал. 4 от НРЦПГ.

Общото заявено от „Булгаргаз“ ЕАД количество за доставка на природен газ за I<sup>BO</sup> тримесечие на 2016 г. е в размер на  $902\,653\,000\text{ nm}^3$ . По договора с ООО „Газпром экспорт“ за внос през газоизмервателни станции ГИС 1 Исакча и ГИС Негру вода № 2 и № 3 предвидените количества природен газ са  $662\,653\,000\text{ nm}^3$ , като се увеличават общо с  $1\,675\,000\text{ nm}^3$  или средно с 1.48% спрямо предишното тримесечие. Останалите  $240\,000\,000\text{ nm}^3$  природен газ, общественият доставчик предвижда да добие от подземно газохранилище ПГХ „Чирен“. За I<sup>BO</sup> тримесечие на 2016 г. „Булгаргаз“ ЕАД не заявява прогнозни количества природен газ, които да бъдат закупувани от местно добивно предприятие.

6. Транзитната такса за транспортиране на природен газ през територията на Р Румъния за Р България е прогнозирана от „Булгаргаз“ ЕАД в размер на 2 986 779 евро за I<sup>BO</sup> тримесечие на 2016 г. В приложената обосновка, общественият доставчик заявява, че съгласно договореностите, годишният размер на разходите за пренос на природен газ през територията на Р Румъния е разпределен на равни месечни вноски. Прогнозираните от „Булгаргаз“ ЕАД разходи за пренос през Р Румъния отчитат и очакваните разходи, които ще заплаща „Овергаз Инк“ АД, съгласно действащото споразумение между двете дружества. В тази връзка, през отделните тримесечни периоди разходите за пренос са с различен размер, съответно тяхното влияние върху цената на входа на газопреносната мрежа е в различна степен.

На основание чл. 17, ал. 6 от НРЦПГ, върху цената на входа на газопреносните мрежи се начислява и компонента за дейността „обществена доставка“ в размер до 2.5 на сто в годишен аспект от утвърдената средна покупна цена на природния газ. Съгласно разпоредбата на чл. 17, ал. 7 от НРЦПГ, компонентата включва икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала за дейността „обществена доставка“, определени по реда на чл. 10 и 13 от наредбата.

При изчисляването на компонентата за дейността „обществена доставка“ „Булгаргаз“ ЕАД е прогнозирано годишните разходи за 2016 г. по икономически елементи. Те са разделени на две основни групи: условно-постоянни (УПР) и променливи. УПР включват разходи за: материали, външни услуги, амортизации, персонал, социално осигуряване и други разходи за дейността. Променливите разходи включват разходи за

горивен газ и разходи за съхранение на природен газ.

Общата сума на прогнозните годишни разходи за 2016 г. е в размер на 10 303 хил. лв., от които УПР са 9 816 хил. лв., а променливите са 487 хил. лв.

Според представената от обществения доставчик обосновка предвиденото увеличение на годишните разходи през 2016 г. спрямо 2015 г. се дължи на по-високите разходи за външни услуги и разходи за амортизация. Увеличението на разходите за външни услуги се дължи основно на прогнозния размер на държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания (2 500 хил. лв.), лицензионни такси (840 хил. лв.), разходи по договори за управление (400 хил. лв.) и застраховки (345 хил. лв.). Разходите за амортизация са разчетени от дружеството на база съществуващи активи и прогнозни инвестиции за 2016 г. Повишението на размера на дълготрайните материални активи в сравнение с 2015 г. се дължи на покупка на комуникационно и компютърно оборудване на стойност 2 080 хил. лв. през 2016 г. със срок на амортизация 2 години, както и на сървърна и мрежова инфраструктура на стойност 404 хил. лв. Оборудването е необходимо за обезпечаване на предписанията на Агенция „Митници“ и за дейността на обществения доставчик.

Условно-постоянните разходи са разпределени пропорционално за всеки от периодите на изменение на цената на природния газ и възлизат на 2 454 хил. лв. за всяко тримесечие.

Съгласно чл. 17, ал. 10 от Наредбата, в прогнозните променливи разходи се включват разходите за съхранение на природен газ, които се изчисляват въз основа на представен от дружеството план за количества природен газ за нагнетяване и добив, остойностени с действащата цена за съхранение, утвърдена от Комисията.

От приложената обосновка е видно, че „Булгаргаз“ ЕАД не разполага с одобрен график за добив и нагнетяване в ПГХ „Чирен“ за 2016 г. Съгласно Правилата за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ, операторът на съоръжението за съхранение в срок от 30 (тридесет) календарни дни преди началото на съответния нагнетателен период обявява на интернет страницата си свободния капацитет за съхранение. Нагнетателният период за следващата година започва на 15.04.2016 г. Към настоящия момент „Булгаргаз“ ЕАД разполага с 276 млн. м<sup>3</sup> нагнетен природен газ в ПГХ „Чирен“, от които 250 млн. м<sup>3</sup> се съхраняват съгласно Плана за действие при извънредни ситуации.

Дружеството е прогнозирано общият размер на променливите разходи за 2016 г. да бъде 487 хил. лв., като за Г<sup>во</sup> тримесечие на годината разходите са в размер на 5 750 лв.

В представената обосновка „Булгаргаз“ ЕАД отбелязва, че осъществява своята дейност чрез собствен и привлечен капитал. Собственият капитал на дружеството към 31.10.2015 г. е в размер на 212 043 хил. лв. Според дружеството привлеченият капитал към същата дата е в размер на 225 774 хил. лв. и се състои от дългосрочни и краткосрочни задължения. Дългосрочните задължения на дружеството са в размер на 46 864 хил. лв., като основно са по споразумения за разсрочване на задължения за пренос и съхранение на природен газ към „Булгартрансгаз“ ЕАД, които са в размер на 42 943 хил. лв., както и по получен заем от „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД) в размер на 3 844 хил. лв. Краткосрочните задължения на обществения доставчик към 31.10.2015 г. са в размер на 178 910 хил. лв. От тях 15 071 хил. лв. са по споразумения за разсрочване на задължения за пренос и съхранение на природен газ и 15 384 хил. лв. текущи задължения за пренос и съхранение към „Булгартрансгаз“ ЕАД. „Булгаргаз“ ЕАД дължи 390 хил. лв. на БЕХ ЕАД за просрочени задължения по договори за управление и контрол и 26 116 хил. лв. за получен краткосрочен заем. Данъчните задължения на дружеството са в размер на 92 714 хил. лв. Всички просрочени задължения се олихвяват с ОЛП +10 пункта или в момента 10.01%.

Общественият доставчик е спазил изискването краткосрочните и дългосрочните

просрочени задължения на дружеството да не бъдат включени при формирането на привлечения капитал. В тази връзка от справка № 10 към заявлението е видно, че „Булгаргаз“ ЕАД е посочило прогнозен размер 216 043 хил. лв. на собствения капитал и привлечен капитал в размер на 34 637 хил. лв. към 31.12.2015 г.

Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена в размер на 10.18%, за дейността „обществена доставка“, при норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 10% и при норма на възвръщаемост на привлечения капитал 4.41%.

Дружеството не е представило информация за начина на изчисляване на предложения размер на нормата на възвръщаемост на собствения капитал.

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена като среднопретеглена стойност на привлечения капитал, в който са включени краткосрочен заем от БЕХ с остатъчен дълг в размер на 24 478 хил. лв. към 30.11.2015 г. при лихвен процент 4.49% и сключена сделка за покупко-продажба на природен газ при условията на обратно изкупуване с падеж 31.03.2016 г. на стойност 12 000 хил. лв. при лихвен процент 4.25%. В тази връзка „Булгаргаз“ ЕАД е представило Допълнително споразумение към Договор за заем № 470 от 01.12.2014 г., сключен с БЕХ ЕАД, относно изменение на срока за издължаване на предоставения на дружеството заем до 31.12.2016 г. Към заявлението е приложен Договор № 537 от 23.11.2015 г., сключен между „Булгаргаз“ ЕАД и „Сосиете Женерал Експресбанк“ АД за покупко-продажба на природен газ при условията на обратно изкупуване с падеж 31.03.2016 г.

Комисията счита, че предложената от дружеството среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал е обоснована.

Общата сума на активите за 2016 г. е прогнозирана в размер на 2 564 хил. лв. Възвръщаемостта на активите за I<sup>BO</sup> тримесечие на 2016 г. е в размер на 4 641 хил. лв.

В съответствие с чл. 17, ал. 11 от НРЦПГ оборотният капитал за I<sup>BO</sup> тримесечие на 2016 г. е прогнозиран в размер на 43 026 хил. лв. и е изчислен като 1/8 от тримесечната сума на разходите за покупка на природен газ, УПР и променливи разходи, без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, съгласно чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ.

Предложената от „Булгаргаз“ ЕАД стойност на компонентата за дейността „обществена доставка“ е в размер на 7.87 лв./1000 nm<sup>3</sup>, или 2.0762% от цената на входа на газопреносната мрежа.

С писмо с изх. № Е-15-20-31 от 11.12.2015 г. от общественения доставчик е изискана допълнителна обосновка на разходите за 2016 г. по икономически елементи, както следва: прогнозни разходи за материали (перо „други материали“); прогнозни разходи за външни услуги (пера: „съдебни (държавни) такси“; „нотариални и други такси“; „експертни, консултантски и одиторски разходи“); прогнозни разходи за персонал (перо „заплати“); други разходи за дейността (пера: „командировки и представителни разходи“; „обучение и квалификация“). С писмо с вх. № Е-15-20-31 от 11.12.2015 г. „Булгаргаз“ ЕАД е предоставило допълнителна обосновка:

1. Увеличението на разходите за други материали се дължи на предвидени по-високи разходи за рекламни материали, с цел по-пълно задоволяване на потребностите на дружеството.

2. По отношение на прогнозираните разходи за външни услуги дружеството заявява, че към настоящия момент несъбраните вземания от клиентите са около 200 млн. лв., във връзка с което ще предприеме съдебни действия за събиране на част от дължимите суми през 2016 г. Събирането на вземания по съдебен ред е свързано с извършването на предварителни, не малки по размер разходи под формата на държавни такси за образуване на съответните съдебни производства. Затова прогнозният размер на съдебните държавни такси е 2 500 хил. лв. за 2016 г. Съгласно НРЦПГ през 2015 г. тези разходи не са признати като разход за целите на ценообразуването.

- Нотариални и други такси включват: такси съгласно Тарифата за таксите, които се

събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката, такси за Търговския регистър, нотариални такси, държавни и общински такси и други, както и резерв за евентуалното им повишаване;

- Предвидените експертни, консултантски и одиторски разходи са по-високи през 2016 г. в сравнение с 2015 г., основно заради извършване на консултации по програмни продукти, които ще се разработят, за да отговорят на изискванията, заложиени в новите договори за доставка на природен газ с клиентите на дружеството.

3. Разходите за персонал и социално осигуряване са разчетени на база необходимия брой на работещите в дружеството, съобразен с очаквано увеличение на персонала през 2016 г., произтичащо от задълженията и отговорностите на дружеството, регламентирани с новите договори за доставка на природен газ на клиентите им в страната.

4. Прогнозираните разходи за командировка и представителни разходи се увеличават с 14 хил. лв. в сравнение с 2015 г. Причина за това са нееднократните командировки на служители на „Булгаргаз“ ЕАД във връзка с дело АТ39849-БЕХГаз, образувано от Главна дирекция „Конкуренция“ на Европейска комисия, както и командировки, свързани с проявен интерес от клиенти в съседни страни.

- Разходите за обучение и квалификация на персонала са по-високи с 6 хил. лв. през 2016 г. от предвидените през 2015 г., което се дължи на допълнително обучение на служителите на дружеството по новите програмни продукти, които ще се разработят.

5. Променливите разходи са прогнозирани за 2016 г. в размер на 487 хил. лв., в т.ч. 23 хил. лв. за горивен газ, предоставян от „Булгаргаз“ ЕАД за отопление на ГИС Исакча 1 и ГИС Негру вода 1, съгласно договора за транспортиране на природен газ през територията на Р Румъния, сключен с румънския газопреносен оператор „Трансгаз“ С.А. Останалите 464 хил. лв. са разход, свързан със съхранение на природен газ. За добив през 2016 г. са предвидени съхраняваните количества съгласно Плана за действие при извънредни ситуации, за които „Булгаргаз“ ЕАД не заплаща цената за съхранение.

Посоченото от дружеството разпределение на променливите разходи по тримесечия е следното:

- разходите за горивен газ са разпределени по 1/4 за всяко тримесечие на 2016 г.;

- разходи за съхранение са за: I<sup>BO</sup> тримесечие - 0 лв., II<sup>PO</sup> тримесечие - 0 лв., III<sup>TO</sup> тримесечие - 180 хил. лв. и за IV<sup>TO</sup> тримесечие - 284 хил. лв.

6. „Булгаргаз“ ЕАД подлежи на задължителна регистрация по чл. 57а от Закона за акцизите и данъчните складове (ЗАДС). Лицата, регистрирани по този член са длъжни да подават данни на компетентното митническо учреждение Агенция „Митници“. Съгласно чл. 32, ал. 3 от Наредба № Н-1 от 22.01.2014 г. за специфичните изисквания и контрола, осъществяван от митническите органи върху средствата за измерване и контрол на акцизни стоки, лицата, регистрирани по чл. 57а от ЗАДС, предоставят на компетентното митническо учреждение данните от средствата за търговско измерване посредством интернет връзка, за която е нужно изграждане на GPRS-система от устройства на точките на търговско измерване, както и задължителна „Интегрирана комуникационна система за наблюдение и контрол“ (ИКУНК), предаваща тези данни към Агенция „Митници“ чрез криптиран информационен поток. Съгласно § 77, ал. 2 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на ЗАДС (обн. ДВ, бр. 92 от 27.11.2015 г., в сила от 01.01.2016 г.), „Булгаргаз“ ЕАД е длъжен да приведе дейността си в съответствие с изискванията за задължителна регистрация по чл. 57а от ЗАДС, в срок до 30 юни 2016 г., което налага извършването на инвестиционни разходи за GPRS и ИКУНК оборуване на територията на цялата страна.

Въз основа на гореизложеното са извършени следните корекции:

1. Общата сума на условно-постоянните годишни разходи за 2016 г. е коригирана от 9 816 хил. лв. на 8 757 хил. лв., при извършени корекции:

- Разходите за материали са коригирани от 130 хил. лв. на 100 хил. лв., като разходите в перо „други материали“ са намалени с 30 хил. лв., при отчитане на



представените прогнозно-отчетни данни за 2015 г.;

- Разходите за външни услуги са коригирани от 4 836 хил. лв. на 4 822 хил. лв., като разходите в перо „нотариални и други такси“ са намалени с 14 хил. лв., при отчитане на представените прогнозно-отчетни данни за 2015 г.;

- Разходите за персонал са коригирани от 3 125 хил. лв. на 2 250 хил. лв., като прогнозни разходи в перо „заплати“ са намалени със 700 хил. лв., предвид липсата на конкретни данни за прогнозираното увеличение на персонала, като в тази връзка прогнозните разходи в перо „социални разходи“ са намалени със 175 хил. лв.;

- Разходите за социално осигуряване са коригирани от 450 хил. лв. на 324 хил. лв. във връзка с направената корекция на прогнозните разходи в перо „заплати“;

- Другите разходи за дейността са коригирани от 234 хил. лв. на 220 хил. лв., като разходите в перо „командировки и представителни разходи“ са намалени с 14 хил. лв., при отчитане на представените прогнозно-отчетни данни за 2015 г.

При така извършените корекции, годишните условно-постоянни разходи за 2016 г. в размер на 8 757 хил. лв., разпределени пропорционално за всеки от периодите на изменение на цената на природния газ, възлизат на 2 189 хил. лв. за всяко тримесечие.

2. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала на дружеството е в размер на 8.94%, при норма на възвръщаемост на собствения капитал – 8.70% и среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 4.41%. Съгласно разпоредбата на чл. 13 от НРЦПГ, Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала.

За изчисляване на цената на собствения капитал, е приложен международно приетият „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Asset Pricing Model – CAPM).

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

За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е взет дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Р България. Премията е изчислена по данни на Българската народна банка в размер на 2.5721%, като среднопретеглен ДЛП за 12-месечен период ноември 2014 г. - октомври 2015 г.

Безлостовият  $\beta$  коефициент за енергия (power) през 2015 г. е 0.61 по данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>1</sup>. Безлостовият отраслов  $\beta$  коефициент след отчитане на капиталовата структура на дружеството се преобразува в лостов  $\beta$  коефициент – 0.7078.

Общата пазарна рискова премия за Р България е 8.66%, формирана като сума от базовата рискова премия за Европа (5.81%) и премията за специфичния за държавата риск (2.85%) по актуализирани данни от месец юли 2015 г. от цитирания по-горе сайт.

Вследствие на извършените корекции стойностите на оборотния капитал и на възвръщаемостта на активите са изменени, както следва:

- Оборотният капитал е изменен от 43 026 хил. лв. на 42 993 хил. лв., изчислен като 1/8 от тримесечната сума на разходите за покупка на природен газ, УПР и променливи разходи, намалени със стойността на амортизацията.

- Възвръщаемостта на активите за  $I^{BO}$  тримесечие на 2016 г. е изменена от 4 641 хил. лв. на 4 073 хил. лв.

В резултат на гореописаните корекции, стойността на компонентата за дейността „обществена доставка“ е в размер на 6.94 лв./1000 nm<sup>3</sup>, или 1.8326% от цената на входа на газопреносната мрежа.

Въз основа на гореизложеното, Комисията приема, че разходите за закупуване на природен газ по договора за внос на природен газ за вътрешния пазар, с включени

<sup>1</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

транзитни такси през територията на Р Румъния и разходите за добив, са 342 011 хил. лв.

Цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа е в размер на 378.89 лв./1000 nm<sup>3</sup> и е изчислена, като разходите за закупуване на природен газ са разделени на предвидените общи количества природен газ за I<sup>BO</sup> тримесечие на 2016 г., които са в размер на 902 653 000 nm<sup>3</sup>:

$$342\ 010\ 637 : 902\ 653 = 378.89 \text{ лв./1000 nm}^3$$

В съответствие с чл. 17, ал. 6 от НРЦПГ, към цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа се прибавя стойността на компонентата за дейността „обществена доставка“, която е в размер на 6.94 лв./1000 nm<sup>3</sup>.

$$378.89 + 6.94 = 385.83 \text{ лв./1000 nm}^3$$

Към така изчислената цена в размер на 385.83 лв./1000 nm<sup>3</sup> се добавя цената за пренос на природен газ през газопреносната мрежа в размер на 19.73 лв./1000 nm<sup>3</sup>.

$$385.83 + 19.73 = 405.56 \text{ лв./1000 nm}^3$$

Въз основа на предоставените данни и документи и след направените изчисления, цената за I<sup>BO</sup> тримесечие на 2016 г., по която общественият доставчик да продава природен газ на крайните снабдителите на природен газ и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа, е в размер на 405.56 лв./1000 nm<sup>3</sup> или 43.59 лв./MWh (без акциз и ДДС).

Посочената по-горе цена на природния газ за I<sup>BO</sup> тримесечие на 2016 г. е по-ниска с 9.64 лв./1000 nm<sup>3</sup>, в сравнение с утвърдената с Решение № Ц-33 от 30.09.2015 г. на КЕВР цена за IV<sup>TO</sup> тримесечие на 2015 г., а именно: цената от 415.20 лв./1000 nm<sup>3</sup> намалява на 405.56 лв./1000 nm<sup>3</sup> (без акциз и ДДС), или намаление с 2.32%.

Към така определената цена 405.56 лв./1000 nm<sup>3</sup>, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдителите на природен газ през I<sup>BO</sup> тримесечие на 2016 г. се добавя цена за пренос на природен газ по мрежа ниско налягане, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в размер на 7.72 лв./1000 nm<sup>3</sup>, или образуваната цена е в размер на 413.28 лв./1000 nm<sup>3</sup> или 44.42 лв./MWh (без акциз и ДДС).

Съгласно чл. 21, ал. 2 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдителите на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи се изменят в съответствие с промяната на цената на вход на газопреносните мрежи. В случаите, когато крайният снабдител не купува природен газ от обществения доставчик, за целите на ценообразуването цената на природния газ не може да е по-висока от утвърдената цена на обществения доставчик за съответното тримесечие.

Изказвания по т.1:

Докладва Г. Дечева. На 22.12.2015 г. е проведено открито заседание за обсъждане на доклада на работната група в присъствието на заявителя. След неговото провеждане, в Комисията е депозирано възражение относно начина на образуване на нормата на възвръщаемост на собствения капитал. Останалите корекции на работната група са приети от обществения доставчик. Работната група се е запознала с възражението и е на мнение, че основните положения застъпени в него са недостатъчно аргументирани и не са основателни. Поради тази причина те не се приемат. Друг основен момент в решението е таблицата, в която са посочени цените на всички газоразпределителни дружества, включена е и цената на обществения доставчик. Това е свързано с текстовете на изменената Наредба за регулиране на цените на природния газ. Работната група предлага на Комисията да не приеме възражението на обществения доставчик и да приеме цена на природния газ в размер на 405,56 лв. за 1000 куб. м. Същото се отнася и за пределните цени на всички газоразпределителни дружества, които са посочени в таблицата.

И. Иванов обърна внимание, че основното възражение на „Булгаргаз“ ЕАД е свързано с използвания от работната група ценообразуващ модел на капиталовите активи. Работната група много аргументирано отклонява предложението на дружеството да не бъде използван този модел.

Г. Дечева добави, че в сектор „Енергетика“ също се използва този модел.

И. Иванов каза, че сектор „Природен газ“ не може да бъде разглеждан изолирано и това е общ ценообразуващ модел. На Комисията се предлага да приеме заложената в доклада на работната група цена. Представени са и допълнителни аргументи, след преведеното отрито заседание. И. Иванов прочете на членовете на Комисията предложението на работната група.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 7 от Закона за енергетиката, чл. 17 и чл. 21 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ,

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

Утвърждава, считано от 01.01.2016 г.:

1. Пределна цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на клиентите, присъединени към газопреносната мрежа, в размер на 405.56 лв./1000 m<sup>3</sup> (43.59 лв./MWh) без акциз и ДДС;

2. Пределна цена, по която общественият доставчик продава природен газ на клиенти, присъединени към мрежа ниско налягане, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в размер на 413.28 лв./1000 m<sup>3</sup> или 44.42 лв./MWh (без акциз и ДДС);

3. Пределни цени за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи:

№	Енергийни предприятия	Пределни цени при продажба на природен газ от крайните снабдители с включени ценови компоненти: цена на природния газ и цена за снабдяване, както и с включени цени за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи							
		Стопански клиенти с равномерно потребление		Стопански клиенти с неравномерно потребление			Битови клиенти		
		лв./1000 m <sup>3</sup>	лв./MWh***	лв./1000 m <sup>3</sup>	лв./MWh***	Цена за снабдяване, [лв./клиент на месец]*	лв./1000 m <sup>3</sup>	лв./MWh***	Цена за снабдяване, [лв./клиент на месец]*
1	"Овергаз Мрежи" АД на територията на Столична Община, СОР Баня и Община Божурище						651,12	69,98	2,81
	до 5 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.			651,12	69,98	2,81			
	до 50 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.	547,97	58,90	633,49	68,09				
	до 100 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.	541,58	58,21	624,90	67,16				
	до 200 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.	535,18	57,52	616,30	66,24				
	до 400 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.	528,76	56,83	607,68	65,31				
	до 600 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.	524,99	56,43	602,63	64,77				
	до 800 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.	522,31	56,14	599,02	64,38				
	до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.	520,22	55,91	596,22	64,08				
	до 5 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл./над 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.	504,64	54,24	575,53	61,86				
	над 5 000 000 m <sup>3</sup> /год.	498,26	53,55						
	метан станции до 400 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.			521,14	56,01				
	метан станции до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.			510,36	54,85				
метан станции над 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.			490,88	52,76					

2	"Овергаз Мрежи" АД за обособена територия „Дунав“ и общините Русе, Горна Оряховица, Велико Търново, Ясковец, Попово, Разград, Исперих, Ловеч, Павликени и Левски					640,21	68,81	2,82
	до 5 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.			640,21	68,81	2,82		
	до 50 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.	581,00	62,45	620,51	66,69			
	до 100 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.	570,25	61,29	613,36	65,92			
	до 200 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.	559,50	60,14	606,21	65,16			
	до 400 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.	548,74	58,98	599,05	64,39			
	до 600 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.	542,45	58,30	594,86	63,94			
	до 800 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.	537,97	57,82	591,87	63,61			
	до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.	534,49	57,45	589,55	63,37			
	до 5 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.	509,18	54,73	572,60	61,54			
	до 10 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.	497,98	53,52	564,99	60,73			
	над 10 000 000 m <sup>3</sup> /год.	491,22	52,80	560,34	60,23			
	метан станции до 400 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.			538,82	57,91			
	метан станции до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.			522,47	56,16			
метан станции над 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.			493,47	53,04				
3	"Овергаз Мрежи" АД за територията на общините: Бургас, Карнобат, Айтос, Поморие, Несебър, Созопол, Приморско, Царево, Ямбол, Тунджа, Нова Загора, Стара Загора, Нови пазар и Варна с изключение на кметствата Владислав Варненчик, Младост и Аспарухово <sup>1</sup>					669,57	63,97	3,44
	до 5 000 m <sup>3</sup> /год., (до 52 MWh) вкл.			669,57	63,97	3,44		
	до 50 000 m <sup>3</sup> /год., (до 523 MWh) вкл.	584,48	55,84	648,73	61,98			
	до 100 000 m <sup>3</sup> /год., (до 1 047 MWh) вкл.	572,97	54,74	641,45	61,28			
	до 200 000 m <sup>3</sup> /год., (до 2 093 MWh) вкл.	561,44	53,64	634,15	60,59			
	до 400 000 m <sup>3</sup> /год., (до 4 186 MWh) вкл.	549,87	52,53	626,81	59,88			
	до 600 000 m <sup>3</sup> /год., (до 6 279 MWh) вкл.	543,06	51,88	622,48	59,47			
	до 800 000 m <sup>3</sup> /год., (до 8 372 MWh) вкл.	538,22	51,42	619,39	59,18			
	до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 10 465 MWh) вкл.	534,44	51,06	616,97	58,94			
	до 2 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 20 930 MWh) вкл.	522,58	49,93	609,34	58,22			
	до 3 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 31 395 MWh) вкл.	515,48	49,25	604,71	57,77			
	до 4 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 41 860 MWh) вкл.	510,33	48,76	601,31	57,45			
	до 5 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 52 326 MWh) вкл.	506,25	48,37	598,59	57,19			
	до 7 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 73 256 MWh) вкл.	499,92	47,76	594,32	56,78			
	до 10 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 104 651 MWh) вкл.	492,86	47,09	589,44	56,31			
	над 10 000 000 m <sup>3</sup> /год. (над 104 651 MWh)	484,25	46,26	583,30	55,73			
метанстанции до 400 000 m <sup>3</sup> /год., (до 4 186 MWh) вкл.			535,72	51,18				
метанстанции до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 10 465 MWh) вкл.			524,44	50,10				
метанстанции над 1 000 000 m <sup>3</sup> /год. (над 10 465 MWh)			503,53	48,11				
4	"Овергаз Мрежи" АД за общините: Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог <sup>1</sup>					668,46	63,86	3,01
	до 5 000 m <sup>3</sup> /год., (до 52 MWh) вкл.			668,46	63,86	3,01		
	до 50 000 m <sup>3</sup> /год., (до 523 MWh) вкл.	584,22	55,82	650,66	62,16			
	до 100 000 m <sup>3</sup> /год., (до 1 047 MWh) вкл.	572,66	54,71	638,13	60,97			
	до 200 000 m <sup>3</sup> /год., (до 2 093 MWh) вкл.	561,08	53,60	625,58	59,77			
	до 400 000 m <sup>3</sup> /год., (до 4 186 MWh) вкл.	549,40	52,49	612,93	58,56			
	до 600 000 m <sup>3</sup> /год., (до 6 279 MWh) вкл.	542,51	51,83	605,47	57,85			
	до 800 000 m <sup>3</sup> /год., (до 8 372 MWh) вкл.	537,56	51,36	600,13	57,34			
до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 10 465 MWh) вкл.	533,68	50,99	595,94	56,94				

	MWh) вкл.								
	до 2 000 000 м <sup>3</sup> /год., (до 20 930 MWh) вкл.	521,35	49,81	582,63	55,66				
	до 3 000 000 м <sup>3</sup> /год., (до 31 395 MWh) вкл.	513,77	49,08	574,50	54,89				
	до 4 000 000 м <sup>3</sup> /год., (до 41 860 MWh) вкл.	508,17	48,55	568,49	54,31				
	до 5 000 000 м <sup>3</sup> /год., (до 52 326 MWh) вкл.	503,62	48,12	563,63	53,85				
	до 7 000 000 м <sup>3</sup> /год., (до 73 256 MWh) вкл.	496,37	47,42	555,91	53,11				
	до 10 000 000 м <sup>3</sup> /год., (до 104 651 MWh) вкл.	490,44	46,86	549,49	52,50				
	над 10 000 000 м <sup>3</sup> /год. (над 104 651 MWh)	483,71	46,21	542,19	51,80				
	метанстанции до 400 000 м <sup>3</sup> /год., (до 4 186 MWh) вкл.			560,42	53,54				
	метанстанции до 1 000 000 м <sup>3</sup> /год., (до 10 465 MWh) вкл.			542,59	51,84				
	метанстанции над 1 000 000 м <sup>3</sup> /год. (над 10 465 MWh)			508,81	48,61				
	"Овергаз Мрежи" АД за територията на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера <sup>1</sup>					665,02	63,53	2,98	
	до 5 000 м <sup>3</sup> /год., (до 52 MWh) вкл.			665,02	63,53	2,98			
	до 50 000 м <sup>3</sup> /год., (до 523 MWh) вкл.	568,05	54,27	668,88	63,90				
	до 100 000 м <sup>3</sup> /год., (до 1 047 MWh) вкл.	557,32	53,25	659,19	62,98				
	до 200 000 м <sup>3</sup> /год., (до 2 093 MWh) вкл.	546,53	52,21	649,46	62,05				
	до 400 000 м <sup>3</sup> /год., (до 4 186 MWh) вкл.	535,66	51,18	639,63	61,11				
	до 600 000 м <sup>3</sup> /год., (до 6 279 MWh) вкл.	529,21	50,56	633,79	60,55				
	до 800 000 м <sup>3</sup> /год., (до 8 372 MWh) вкл.	524,57	50,12	629,59	60,15				
	до 1 000 000 м <sup>3</sup> /год., (до 10 465 MWh) вкл.	520,93	49,77	626,28	59,83				
5	до 2 000 000 м <sup>3</sup> /год., (до 20 930 MWh) вкл.	509,27	48,65	615,67	58,82				
	до 3 000 000 м <sup>3</sup> /год., (до 31 395 MWh) вкл.	502,03	47,96	609,04	58,19				
	до 4 000 000 м <sup>3</sup> /год., (до 41 860 MWh) вкл.	496,60	47,44	604,05	57,71				
	до 5 000 000 м <sup>3</sup> /год., (до 52 326 MWh) вкл.	492,17	47,02	599,95	57,32				
	до 7 000 000 м <sup>3</sup> /год., (до 73 256 MWh) вкл.	486,98	46,53	595,28	56,87				
	до 10 000 000 м <sup>3</sup> /год., (до 104 651 MWh) вкл.	481,49	46,00	590,32	56,40				
	над 10 000 000 м <sup>3</sup> /год. (над 104 651 MWh)	475,24	45,40	584,68	55,86				
	метанстанции до 400 000 м <sup>3</sup> /год., (до 4 186 MWh) вкл.			513,85	49,09				
	метанстанции до 1 000 000 м <sup>3</sup> /год., (до 10 465 MWh) вкл.			513,25	49,04				
	метанстанции над 1 000 000 м <sup>3</sup> /год. (над 10 465 MWh)			509,30	48,66				
	"Черноморска технологична компания" АД - регион Добруджа и общините Търговище и Омуртаг					662,53	71,21		
	до 10 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	599,78	64,46	645,36	69,36				
	до 20 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	592,35	63,67	633,11	68,05				
	до 50 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	577,08	62,02	619,48	66,58				
6	до 100 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	562,98	60,51						
	до 200 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	558,74	60,05	608,43	65,39				
	до 500 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	546,25	58,71						
	до 1 000 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	541,99	58,25	596,90	64,16				
	над 1 000 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	504,91	54,27	577,36	62,06				
	"Черноморска технологична компания" АД - регион Мизия и Община Бяла Слатина					671,09	72,13		
	до 10 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	589,98	63,41	659,41	70,87				
	до 20 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	580,98	62,44	645,38	69,37				
7	до 50 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	573,21	61,61	637,57	68,53				
	до 100 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	568,42	61,09	617,24	66,34				
	до 200 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	558,45	60,02	597,22	64,19				
	до 500 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	547,76	58,87	586,19	63,00				
	до 1 000 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	538,12	57,84	576,08	61,92				

	до 5 000 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.**** за стопански клиенти с равномерно потребление / над 1 000 000 м <sup>3</sup> /год.**** за стопански клиенти с неравномерно потребление	505,95	54,38	543,12	58,37				
	над 5 000 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	484,21	52,04						
8	"Газтрейд Сливен" ЕООД - Община Сливен					650,83	69,95		
	до 20 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	571,66	61,44						
	до 50 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	561,34	60,33						
	до 100 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	547,40	58,83						
	до 200 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	539,59	58,00						
	до 500 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	520,94	55,99						
	до 1 000 000 м <sup>3</sup> /год.	494,91	53,19						
	над 1 000 000 м <sup>3</sup> /год.	472,86	50,82						
	до 5 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.			640,20	68,81				
	до 20 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.			618,62	66,49				
	до 50 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.			610,96	65,67				
	до 100 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.			594,66	63,91				
	до 200 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.			571,43	61,42				
	до 500 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.			563,38	60,55				
	до 1 000 000 м <sup>3</sup> /год.			557,62	59,93				
над 1 000 000 м <sup>3</sup> /год.			551,14	59,24					
Енергийни предприятия		Промислени клиенти		Обществено-административни и търговски клиенти			Битови клиенти		
		лв./1000 м <sup>3</sup>	лв./MWh***	лв./1000 м <sup>3</sup>	лв./MWh***	Цена за снабдяване, [лв./клиент на месец]*	лв./1000 м <sup>3</sup>	лв./MWh***	Цена за снабдяване, [лв./клиент на месец]
9	"Каварнагаз" ООД - Община Каварна					659,86	70,92		
	до 10 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	538,97	57,93						
	от 10 000 м <sup>3</sup> до 50 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	517,31	55,60						
	от 50 000 м <sup>3</sup> до 200 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	496,42	53,36						
	над 200 000 м <sup>3</sup> /год.	482,41	51,85						
	до 5 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.			623,63	67,03				
	от 5 000 до 20 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.			573,64	61,66				
	от 20 000 до 100 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.			546,26	58,71				
над 100 000 м <sup>3</sup> /год.			493,11	53,00					
10	"Кнезагаз" ООД - Община Кнежа					661,08	71,05		
	до 100 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	486,42	52,28						
	до 400 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	465,86	50,07						
	до 20 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.			537,25	57,74				
	до 100 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.			490,05	52,67				
11	"Неврокоп-газ" АД - Община Гоце Делчев					656,37	70,55		
	до 100 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	528,49	56,80						
	до 200 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	520,65	55,96						
	до 400 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	517,43	55,61						
	до 600 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	509,14	54,72						
	над 600 000 м <sup>3</sup> /год.****	485,72	52,21						
	до 10 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****			599,54	64,44				
	до 20 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****			587,27	63,12				
	до 50 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****			576,75	61,99				
над 50 000 м <sup>3</sup> /год.****			565,98	60,83					
12	"Свиленград - Газ" АД - Община Свиленград					689,63	74,12		
	до 50 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	560,15	60,21						
	до 200 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	552,96	59,43						

	до 500 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	517,30	55,60					
	над 500 000 м <sup>3</sup> /год.****	480,43	51,64					
	до 20 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****			607,92	65,34			
	до 50 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****			590,97	63,52			
	до 100 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****			570,36	61,30			
	над 100 000 м <sup>3</sup> /год.****			560,81	60,28			
13	"ТЕЦЕКО" ЕООД - Община Свищов			594,31	63,88	657,81	70,70	
	до 100 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	540,43	58,09					
	до 500 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	521,41	56,04					
	до 1 000 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	498,83	53,61					
	над 1 000 000 м <sup>3</sup> /год.	450,58	48,43					
14	"КарловоГаз" ООД - Община Карлово					614,30	66,03	
	до 200 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	542,09	58,26					
	до 1 000 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	445,20	47,85					
	до 50 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****			580,85	62,43			
	до 100 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****			536,37	57,65			
	над 100 000 м <sup>3</sup> /год.****			497,13	53,43			
15	"Черноморска технологична компания" АД - Община Сопот	516,51	55,51	636,24	68,38	793,17	85,25	
16	"Черноморска технологична компания" АД - Община Хисаря	530,74	57,04	649,32	69,79	798,57	85,83	
17	"Комекес" АД - Община Самоков					649,08	69,76	
	до 20 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	584,70	62,84					
	от 20 000 м <sup>3</sup> до 100 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	540,00	58,04					
	от 100 000 м <sup>3</sup> до 1 000 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	494,02	53,10					
	над 1 000 000 м <sup>3</sup> /год.	473,60	50,90					
	до 5 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.			643,23	69,13			
	от 5 000 м <sup>3</sup> до 20 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.			637,59	68,53			
	от 20 000 м <sup>3</sup> до 100 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.			620,75	66,72			
	от 100 000 м <sup>3</sup> до 200 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.			608,49	65,40			
	над 200 000 м <sup>3</sup> /год.			581,28	62,48			
18	"Балкангаз - 2000" АД - Община Ботевград	533,58	57,35	611,17	65,69	589,40	63,35	
19	"Севлиевогаз - 2000" АД - Община Севлиево	511,15	54,94	540,39	58,08	649,71	69,83	
20	"Примагаз" АД - за територията на кметствата: "Владислав Варненчик", "Младост" и "Аспарухово" в състава на община Варна	499,36	53,67	610,44	65,61	678,85	72,96	
21	"Газинженеринг" ООД - Община Долина Дъбник					622,80	66,94	
	до 10 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	511,79	55,01					
	до 100 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	476,26	51,19					
	над 100 000 м <sup>3</sup> /год.	463,18	49,78					
	до 10 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.			552,11	59,34			
	над 10 000 м <sup>3</sup> /год.			526,57	56,60			
22	"Камено-газ" ЕООД - Община Камено	466,06	50,09	621,11	66,76	611,42	65,72	
23	"Добруджа газ" АД - Община Генерал Тошево	515,65	55,42	592,93	63,73	694,60	74,66	
24	"Правецгаз 1" АД - Община Правец	482,86	51,90	542,85	58,35	586,90	63,08	
25	"Костинбродгаз" ООД - Община Костинброд			544,03	58,47	621,13	66,76	
	до 2 999 999 м <sup>3</sup> /год., вкл.	476,34	51,20					
	от 3 000 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	448,13	48,17					
26	"Ситигаз България" ЕАД - Регион Тракия, общини: Кърджали, Велинград, Павел Баня, Гурково, Твърдица и Брацигово			637,36	68,50	648,42	69,69	
	до 100 000 м <sup>3</sup> /год.	613,42	65,93					
	от 100 000 м <sup>3</sup> до 500 000 м <sup>3</sup> /год.****	536,49	57,66					
	от 500 000 м <sup>3</sup> до 1 000 000 м <sup>3</sup> /год.****	515,11	55,36					
	от 1000 000 м <sup>3</sup> до 5 000 000 м <sup>3</sup> /год.****	501,06	53,85					

	над 5 000 000 м <sup>3</sup> /год.****	497,76	53,50					
27	"Рилагаз" ЕАД - за обособена територия "Запад"	558,56	60,03	637,73	68,54		671,29	72,15
28	"Газо-енергийно дружество - Елин Пелин" ООД - Община Елин Пелин						530,11	56,98
	до 10 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.			510,82	54,90			
	над 10 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.			500,19	53,76			
	до 100 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	486,59	52,30					
	до 1 000 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	472,99	50,84					
	над 1 000 000 м <sup>3</sup> /год.	439,03	47,19					
29	"Консорциум Варна Про Енерджи" ООД - Община Добрич	502,07	53,96	608,42	65,39		662,82	71,24
30	"Ситигаз България" ЕАД - общини: Силистра, Алфатар, Дулово, Тутракан и Главиница			613,34	65,92		630,33	67,75
	до 10 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	609,90	65,55					
	до 100 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	570,18	61,28					
	до 500 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	517,61	55,63					
	до 1 000 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	496,29	53,34					
	до 5 000 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.	480,55	51,65					
31	"Си Ен Джи Марица" ООД - Община Чепеларе						659,74	70,91
	до 10 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****			603,99	64,92			
	до 50 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****			648,42	69,69			
	до 100 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****			562,02	60,41			
	над 100 000 м <sup>3</sup> /год.****			490,53	52,72			
	до 200 000 м <sup>3</sup> /год., вкл.****	510,15	54,83					
	до 1 000 000 м <sup>3</sup> /год.****	499,32	53,67					

1. В цените не са включени акциз и ДДС

2. \* - колоната отразява цените за снабдяване с природен газ, които се заплащат в лева за клиент на месец (лева/клиент на месец)

3. \*\*\*\* - цените са изчислени при калоричност на природния газ 8000 kcal/m<sup>3</sup>

4. \*\*\*\* - в цените за продажба на природен газ от краен снабдител не е включена ценова компонента за снабдяване със съгъстен природен газ

5. <sup>1</sup> - цените са изчислени при калоричност на природния газ 9000 kcal/m<sup>3</sup>

6. При утвърждаване от Комисията за енергийно и водно регулиране на нови или изменение на действащите цени за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи и за снабдяване с природен газ, се променят и пределните цени, по които съответният краен снабдител продава природен газ на клиенти.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (И. Н. Иванов, Р. Осман, А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов), от които **четири гласа** (А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.2.** Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-13-147-3 от 30.10.2015 г. за определяне на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, подадено от Държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ и събраните данни от проведеното на 10.12.2015 г. открито заседание и проведеното на 15.12.2015 г. обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено от Държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ (ДП „НКЖИ“) заявление с вх. № Е-13-147-3 от 30.10.2015 г. за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

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. 15 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежи цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

Назначената със Заповед № 3-Е-240 от 04.12.2015 г. на председателя на КЕВР работна група е извършила анализ на данните, съдържащи се в подаденото от ДП „НКЖИ“ заявление и допълнителната информация към него. Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-345 от 04.12.2015 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 252 от 08.12.2015 г., т. 1. В изпълнение на разпоредбите на чл. 45 от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) е проведено открито заседание на 10.12.2015 г. На основание чл. 46 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 271 от 11.12.2015 г., т. 1, е приела проект на решение за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за първата ценова година от втория регулаторен период, който е подложен на 15.12.2015 г. на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ.

Във връзка с проведеното открито заседание и обществено обсъждане, в законоустановения срок от заинтересованите страни не са постъпили писмени становища и възражения.

**След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, Комисията приема за установено следното:**

С Решение № Ц-042 от 27.12.2010 г. ДКЕВР е утвърдила на ДП „НКЖИ“ за първия ценови период от първия регулаторен период, считано от дата на влизане в сила на изменението на Тарифата за инфраструктурните такси, събирани от управителя на железопътната инфраструктура (обн. ДВ, бр. 1 от 2002 г.), с оглед отпадането на елементите „контактна мрежа“ и „енергетични съоръжения“ от инфраструктурните такси, цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 0,15819 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи от 42 555 хил. лв.

Видно от диспозитива на Решение № Ц-042 от 27.12.2010 г., за да бъде практически осъществена дейността по лицензията и приложена съответната цена, е необходимо да бъде изпълнено посоченото условие, а именно да отпаднат елементите „контактна мрежа“ и „енергетични съоръжения“ от инфраструктурните такси на ДП „НКЖИ“.

В тази връзка и с оглед препоръка на Европейската комисия, изразена в официално уведомително писмо С (2010) 2714 за намаляване на инфраструктурните такси, и в съответствие с направените изменения на ал. 2 и ал. 5 на чл. 35 от Закона за железопътния транспорт (ЗЖТ) съгласно § 17 от Закона за изменение и допълнение на Закона за железопътния транспорт (ДВ, бр. 47 от 2011 г., в сила от 22.09.2011 г.), управителят на железопътната инфраструктура е изготвил нова Методика за определяне на инфраструктурните такси (приета с Постановление № 92 на Министерския съвет от 04.05.2012 г., обн. ДВ, бр. 36 от 11.05.2012 г., в сила от 01.01.2013 г.), в която елементите „контактна мрежа“ и „енергетични съоръжения“ не фигурират. От друга страна с горепосоченото изменение на чл. 35, ал. 5 от ЗЖТ изрично е предвидено задължение на превозвачите да заплащат на управителя на железопътната инфраструктура цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, утвърдена от КЕВР.

На основание писмени възражения, постъпили от железопътните превозвачи относно размера на определената от ДКЕВР цена, в които са изразени опасения до колко би била платима тази цена и очакване на допълнителен срив в използването на железопътния транспорт в резултат на оскъпяването му, и след представяне на всички финансови разчети и допустими варианти от страна на ДП „НКЖИ“, Изпълнителна агенция „Железопътна администрация“ е отправила препоръка с писмо № 04-05-188 от 02.10.2012 г. за прилагане на цена за разпределение на тягова енергия в размер на 90,00

лв./MWh, но и намаляване на инфраструктурните такси със следните мотиви:

- Ненатоварване на превозвачите с допълнителни финансови разходи;
- Изпълнение на препоръката на Европейската комисия, изразена в официално уведомително писмо С (2010) 2714, за намаляване на инфраструктурните такси;
- Със стартиране дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“ съгласно лицензията практически се либерализира пазарът на електрическа енергия в сектор железопътен транспорт;
- Необходимите средства за инвестиции за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“ остават задължение на държавата и трябва да се осигурят от средства по капиталов трансфер. Тези средства трябва да покрият разликата между цената, определена от ДКЕВР в размер на 158,19 лв./MWh, и предложената цена в размер на 90,00 лв./MWh и са на стойност 18 345 хил. лв. годишно.

С решение от 26.09.2012 г. управителният съвет на ДП „НКЖИ“ е одобрил, считано от 01.01.2013 г., прилагането на цена за разпределение на тягова електрическа енергия в размер на 90,00 лв./MWh.

В изпълнение на това решение и съгласно ЗЕ, Правилата за търговия с електрическа енергия и лицензионните изисквания ДП „НКЖИ“ е сключило отделни договори с всички опериращи на територията на България железопътни превозвачи за предоставяне на услугата „разпределение на тягова електрическа енергия“, с които се уреждат взаимоотношенията на страните. В качеството си на разпределително дружество ДП „НКЖИ“ е сключило и необходимите по закон договори с енергийните дружества „Национална електрическа компания“ ЕАД и „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД.

Предвид гореизложеното следва, че начална дата на първия регулаторен период, респективно на първия ценови период, е 01.01.2013 г.

С решение от 01.01.2014 г. управителният съвет на компанията е приел цената за услугата „разпределение на тягова електрическа енергия“ да бъде прилагана в размера, одобрен от Комисията - 158,19 лв./MWh, с цел при равни други условия - свиване на отрицателния финансов резултат, спиране на средствата от капиталови трансфери за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“ и пренасочването им към други поделения и дейности на компанията, както и намаляване на инфраструктурните такси в съответствие с препоръките на Европейската комисия, да не се генерират допълнителни финансови разходи за железопътните оператори.

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. Предвид разпоредбата на 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.

Съгласно чл. 1 от приетите с решение на ДКЕВР по Протокол № 180 от 27.12.2010 г., т. 5, Указания на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране за образуване на цената за разпределение на тягова електрическа енергия през електроразпределителните мрежи на железопътния транспорт (Указанията), цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт се образува по метода „горна граница на приходи“ (чл. 4, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ).

С оглед равнопоставеност с дружествата, осъществяващи дейността „разпределение на електрическа енергия“, най-подходящият метод за регулиране на цените за мрежови услуги през електроразпределителната мрежа на ДП „НКЖИ“ 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 на ДП „НКЖИ“ да бъде продължено ценовото регулиране чрез метода „горна граница на приходи“. В тази връзка при определяне на продължителността на следващия регулаторен период на това дружество следва да бъдат взети предвид обстоятелствата: По-продължителен срок на регулаторния период би довел до по-голяма стабилност и прогнозируемост за ДП „НКЖИ“ и за неговите клиенти. От друга страна, по-кратък регулаторен период ще създаде възможност Комисията да провежда по-ефективен контрол по отношение на извършените разходи за осъществяване на лицензионната дейност по вид, обем и стойност, по отношение на извършените инвестиции, както и да прави оценка на постигнатия икономически ефект и влиянието му върху ефективността на работа, изменението на потреблението на тягова електрическа енергия, влиянието на промените в икономическите условия в страната и др.

С оглед гореизложеното и във връзка с определената с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. продължителност на следващия регулаторен период за електроразпределителните дружества, е обосновано да бъде утвърдена продължителност от 3 години на следващия регулаторен период за ДП „НКЖИ“. По този начин се балансират стимулите и рисковете, произтичащи от по-продължителен ценови период, както за дружеството, така и за клиентите му.

Утвърдената с Решение № Ц-042 от 27.12.2010 г. цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт е в размер на 0,15819 лв./kWh без ДДС при необходими годишни приходи от 42 555 хил. лв. Със заявление с вх. № Е-13-147-3 от 30.10.2015 г. ДП „НКЖИ“ е предложило за първата ценова година от втория регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия – 0,14701 лв./kWh без ДДС, при следните ценообразуващи елементи:

1. Предложена стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации – 17 950 хил. лв.;

2. Прогнозна стойност на разходите за амортизации – 27 247 хил. лв., в т. ч. разходи за амортизации на безвъзмездно придобитите активи – 12 271 хил. лв.;

3. Прогнозна стойност на технологичните разходи по разпределение – 3 412 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 10% от количеството активна електрическа енергия, постъпващо в мрежата на ДП „НКЖИ“ в мястото на присъединяване на тяговите

подстанции на ниво 110 кV и измерено от средствата за търговско измерване собственост на ЕСО ЕАД, 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 – 90 хил. лв.;

5. Регулаторна база на активите – 301 056 хил. лв., включваща:

– призната балансова стойност на активите – 436 042 хил. лв.;

– среден номинален размер на инвестициите – 28 862 хил. лв.;

– необходим оборотен капитал – 2 670 хил. лв.;

– балансова стойност на активи, придобити по безвъзмезден начин – 151 543 хил.

лв.;

6. Норма на възвръщаемост на капитала – 1,32 %;

7. Електрическа енергия, разпределена до потребителите на тягова енергия – 274 211 MWh.

В допълнение към подаденото заявление с писмо с вх. № Е-13-147-3 от 30.11.2015 г. дружеството е представило допълнителна информация, включваща консолидиран финансов отчет за 2014 г., финансов отчет за периода януари – септември 2015 г. и финансов отчет на поделение „Електроразпределение“ за периода януари – септември 2015 г. От представените документи е видно, че към 31.12.2014 г. ДП „НКЖИ“ отчита загуба от 17 965 хил. лв., а за 2013 г. загубата е в размер на 18 536 хил. лв. Собственият капитал намалява от 1 637 349 хил. лв. към края на 2013 г. на 1 600 416 хил. лв. през 2014 г. или с 2.3 %. Нетекущите задължения се увеличават с 32 % от 1 339 079 хил. лв. през 2013 г. на 1 991 124 хил. лв. за 2014 г. Текущите задължения на дружеството за отчетния период намаляват с 2,82 % от 111 713 хил. лв. до 108 644 хил. лв. Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура, финансовото състояние на ДП „НКЖИ“ за 2014 г. може да бъде определено като „относително лошо“. За първите девет месеца на 2015 г. ДП „НКЖИ“ отчита общо загуба от 25 448 хил. лв., но от дейността си „електроразпределение“ е на печалба в размер на 425 хил. лв. Приходите от разпределение на тягова електрическа енергия за периода януари – септември 2015 г. са 33 229 хил. лв., които представляват 81 % от общите приходи на поделение „Електроразпределение“.

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на ДП „НКЖИ“, представения годишен финансов отчет за 2014 г. на дружеството и постъпилата допълнителна информация с писмо вх. № Е-13-147-3 от 30.11.2015 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

1. В съответствие с чл. 10, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ в цените не са включени разходи за балансиране. С оглед осигуряване на равнопоставеност от една страна между всички електроразпределителни дружества, а от друга между интересите на енергийните предприятия и клиенти им, както и предвид необходимостта от справедливо прехвърляне на разходите, свързани с балансиране, е целесъобразно 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 ДП „НКЖИ“, а именно: за специалната балансираща група на дружеството – до 0,5 %.

2. Разходите за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по електроразпределителната мрежа са коригирани от 3 412 хил. лв. на 2 296 хил. лв. 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.

3. Средните разходи за амортизации за втория регулаторен период са определени по следната формула:

$$AM = (AM_1 + AM_2 + AM_3) / 3 - AMф + (2,5 * AMИ_1 + 1,5 * AMИ_2 + 0,5 * AMИ_3) / 3,$$

където:

$AM$  – средни разходи за амортизации през втория регулаторен период;  
 $AM_1, AM_2, AM_3$  – разходи за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

$AM\phi$  – средна стойност на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин;

$АМИ_1, АМИ_2, АМИ_3$  – разходи за амортизации на инвестициите през съответната година на регулаторния период.

По този начин коректно може да се определи стойността на амортизацията 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 втория регулаторен период, като  $AM_1, AM_2$  и  $AM_3$  отразяват разходите за амортизации на съществуващите активи съответно за 2016 г., 2017 г. и 2018 г.

		<i>хил. лв.</i>
1	Разходи за амортизации	27 247
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи	-12 271
3	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи	14 976
4	Амортизация на инвестициите	1 346
<b>5</b>	<b>Среден годишен разход за амортизации</b>	<b>16 322</b>

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

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

където:

$A_B$  – средна балансовата стойност на съществуващите активи за втория регулаторен период;

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

$\Phi$  – 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, балансовата стойност на активите, която ще бъде включена в РБА за периода, следва да отразява средната стойност на съществуващите възмездно придобити активи за 2016 г., 2017 г. и 2018 г. За целите на изчисляването, балансовата стойност на активите на дружеството към 31.12.2014 г. е коригирана със стойността на амортизационните отчисления за съответните ценови години от втория регулаторен период. В тази връзка стойността на амортизацията за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност, следва да се определи по следната формула, която следва логиката на изчисление на стойността на активите:

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

където:

$AM_B$  – стойността на натрупаната амортизация към края на базисната година;

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

$AM\phi$  – стойността на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин.

		<i>хил. лв.</i>
1	Балансова стойност на активите към 31.12.2014 г.	436 042

2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин	151 543
3	Средна стойност за периода на изведени от експлоатация активи	6 769
4	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2014 г. (р.1 – р.2 – р.3)	277 730
5	Средна стойност на амортизациите $(3*AM_1 + 2*AM_2 + AM_3 - 6*AM_Ф)/3$	29 950
<b>6</b>	<b>Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.5–р.6)</b>	<b>247 780</b>

5. Средният номинален размер на инвестициите е изчислен съгласно т. 24 от приетите с решение по Протокол № 28 от 20.02.2015 г., 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 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. Прилагайки горната формула, средният номинален размер на инвестициите е изчислен в размер на 27 516 хил. лв.

6. В съответствие с разпоредбата на чл. 13, ал. 8 от НРЦЕЕ, според която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, предложената стойност на необходимия оборотен капитал от 2 670 хил. лв. е коригирана на 2 531 хил. лв.

7. Във връзка с гореизложеното регулаторната база на активите се изменя от 301 056 хил. лв. на 277 827 хил. лв.

8. Корекции не са извършвани в предложените от ДП „НКЖИ“ стойности на експлоатационните и административни разходи и нормата на възвръщаемост.

В резултат на направените корекции на ценообразуващите елементи, цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за първата ценова година на втория регулаторен период е в размер на 0,14673 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи – 40 235 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 274 211 MWh.

Изказвания по т.2:

Докладва П. Младеновски.

И. Иванов обърна внимание, че по време на общественото обсъждане не са постъпили предложения от страна на страна на заявителя за промяна в предложението за решение.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 30, ал. 1,

т. 15 от Закона за енергетиката,

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

Утвърждава, считано от 01.01.2016 г., на Държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“:

1. Приложим метод на регулиране „горна граница на приходи“;
2. Продължителност на втория регулаторен период – 3 години;
3. Цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за първата ценова година от втория регулаторен период в размер на 0,14673 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи – 40 235 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 274 211 MWh.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (И. Н. Иванов, Р. Осман, А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов), от които **четири гласа** (А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.3.** Комисията, след като разгледа доклад с вх. № Е-Дк-346 от 04.12.2015 г. относно **определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия**, както и събраните данни и доказателства от проведеното на 15.12.2015 г. обществено обсъждане, установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) определя ежегодно пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

Съгласно § 1, т. 2 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, „балансираща енергия“ е активната електрическа енергия, която операторът на електропреносната мрежа активира за компенсиране на разликата между регистрираните при него договорени и фактически реализираните графици за доставка, както и колебанията на товарите с недоговорен график на доставка. Нормите, уреждащи балансиращия пазар на електрическа енергия, се съдържат в Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ) и регламентират условията за продажба и покупка на балансираща енергия с цел да се гарантира сигурност и устойчивост на националната електроенергийна система (ЕЕС) и сигурната паралелна работа на ЕЕС на континентална Европа.

Според чл. 107 от ПТЕЕ, на балансиращия пазар се търгува балансираща енергия, която включва:

1. отдадената енергия вследствие участие в регулиране (първично и вторично), зададена чрез турбинните регулатори на агрегатите или централния регулатор на ЕЕС, интегрално за часа;
2. балансиране чрез корекция на работната точка на агрегатите (третичен резерв), зададена от дежурния диспечер на независимия преносен оператор, интегрално за часа;
3. отдадена енергия вследствие на активирани блокове от студен резерв, интегрално за часа;
4. балансиране чрез промяна на състоянието (включване, изключване) на агрегатите, зададена от дежурния диспечер на независимия преносен оператор, интегрално за часа;
5. балансиране чрез промяна на товара на потребители по диспечерско разпореждане;

б. енергия, закупена/продадена от/на съседни енергийни системи, и енергия като аварийна помощ.

С оглед реализирането на електрическа енергия на балансиращия пазар, „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) сключва договори по чл. 11, т. 7 от ПТЕЕ с доставчиците на балансираща енергия, чиито предмет е предоставянето на балансираща енергия на преносния оператор от вторичен, третичен и активиран студен резерв. Предвид факта, че балансиращият пазар се администрира от ЕСО ЕАД, същото е страна и по всички сделки за покупка и/или продажба на електрическа енергия с търговски участници, които притежават диспечерируеми производствени и/или потребяващи обекти за покриване на небалансите в националната пазарна зона. Сключената сделка на балансиращия пазар установява задълженията на съответния доставчик на балансиращия пазар да предоставя или купува енергия на/от преносния оператор според спецификата на предложението и разпореждането, издадено от диспечера на оператора на електроенергийния пазар. Сключените сделки с доставчиците на балансираща енергия, които участват във вторично регулиране или в регулирането на системата чрез активиране на блокове от студен резерв и/или активиране на агрегати за третичен резерв, се уреждат съгласно условията на договорите с преносния оператор.

В изпълнение на сключените сделки, ЕСО ЕАД купува/продава балансираща енергия въз основа на предложения за регулиране нагоре и предложения за регулиране надолу, предоставени от доставчиците на балансираща енергия, които е регистрирал по реда на ПТЕЕ. По данни на ЕСО ЕАД, към настоящия момент в регистъра по чл. 119 от ПТЕЕ са вписани следните доставчици на балансираща енергия: „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ - Бобов дол“ ЕАД, „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, „ЕЙ И ЕС - 3С Марица Изток 1“ ЕООД, „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД), както и дружествата, класирани на проведените от електропреносния оператор тръжни процедури за предоставяне на студен резерв, а именно: „Биовет“ АД, „ТЕЦ Марица 3“ АД, „ТЕЦ - Бобов дол“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ ЕАД, „Брикел“ ЕАД, „ТЕЦ Свилоза“ АД.

Във връзка с изпълнение на правомощието на Комисията по чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 от ЗЕ със Заповед № 3-Е-239 от 04.12.2015 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която е изготвила доклад с вх. № Е-Дк-346 от 04.12.2015 г. относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

С решение по Протокол № 254 от 09.12.2015 г., т. 1, КЕВР е приела доклада на работната група и проект на решение за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, и е насрочила дата и час за провеждане на обществено обсъждане. Последното е проведено на 15.12.2015 г., във връзка с което е постъпило становище от НЕК ЕАД с вх. № Е-13-01-132 от 23.12.2015 г.

Дружеството изразява несъгласие с констатациите на Комисията, че са създадени условия за спекулации, като са предлагани отрицателни цени за излишък и необосновано високи цени за недостиг, което води до екстремни стойности на балансиращата енергия. Според него цените за излишък и недостиг се формират от ЕСО ЕАД по утвърдена от КЕВР Методика за определяне на цени на балансираща енергия (Методиката) и не се определят пряко от пазарните участници - доставчици на балансираща енергия. Т.е. предлаганите цени за регулиране нагоре и надолу от доставчици на балансираща енергия ще породят финансови последици само ако бъде активиран агрегат на съответния доставчик за балансиране на системата и то едва след като предложените цени за регулиране преминават през изчислителния механизъм, заложен в Методиката.

В становището си НЕК ЕАД възразява срещу определянето на пределна цена за регулиране надолу в размер на 0,00 лв./MWh. Според дружеството предлаганата цена не е достатъчно атрактивна и не стимулира централите да осигуряват диапазон за регулиране надолу, когато блоковете им работят около минималния си товар. Липсата на достатъчно диапазон за регулиране надолу от кондензационните централи, когато в системата се



генерира излишък на електрическа енергия, води до повишено използване на ПАВЕЦ на НЕК ЕАД в помпен режим, което е още по-осезаемо изразено след отмяната на правото на обществения доставчик в ролята на координатор на специални балансиращи групи да коригира графици на производителите. Активирането на ПАВЕЦ при въведена пределна цена за регулиране надолу от 0,00 лв./MWh води до икономически необосновани негативни последици за НЕК ЕАД вследствие технологията на работа на ПАВЕЦ, характеризираща се с технологични разходи в размер на 30%.

Според НЕК ЕАД в своята практика при определяне на регулираните цени, свързана с възстановяването на разходите на дружеството за работа на ПАВЕЦ в режим консумация, КЕВР се ръководи от разбирането, че технологията на ПАВЕЦ позволява водата, качена при работа на помпите от долния в горния изравнител, да бъде използвана за производство на електрическа енергия и по този начин да се възстановяват разходи за изпомпване, като след стартиране на балансиращия пазар разходите за работа на помпите ще се възстановяват от участието на ПАВЕЦ на него като доставчик на балансираща енергия. Тъй като поради специфичните технологични загуби еквивалентът на количеството енергия, произведена от качената вода, е с 30% по-малък от този на консумираната енергия на ПАВЕЦ в помпен режим, за дружеството възниква невъзстановен разход от 30%. Този разход според НЕК ЕАД следва да бъде възстановен с отрицателна цена за регулиране надолу за ПАВЕЦ, която представлява 30% от цената, определена за производство, тоест при цена за производство от 59,10 лв./MWh цената за регулиране надолу от ПАВЕЦ трябва да е минус 17,73 лв./MWh.

НЕК ЕАД счита, че не могат да бъдат третираны по еднакъв начин производствени и консумиращи мощности, а цената за регулиране надолу трябва да се определи отделно за генериращи и отделно за консумиращи мощности, като за ПАВЕЦ на НЕК ЕАД цената трябва да е отрицателна величина. Според дружеството аргумент в подкрепа на горното е фактът, че при регулиране надолу при настоящата пределна цена от 0,00 лв./MWh за първите резултатът е намален разход за производство на електрическа енергия, срещу което имат получен приход от продажбата ѝ по график в Д-1, докато за консумиращата мощност на ПАВЕЦ, като се вземат предвид 30% технологични загуби между консумация и производство, се генерира разход от включването на помпите за регулиране надолу, срещу което има намален с 30% приход. Очертаното положение за НЕК ЕАД се утежнява в месеците, когато ВЕИ производителите причиняват излишък в системата, квотите им по преференциални цени все още не са изчерпани и НЕК ЕАД, чието право за корекция на графици е отменено със законодателни промени, е длъжно да закупува цялата произведена от тях енергия. В този случай дружеството не само закупува по преференциални цени количествата енергия от ВЕИ, но и прави допълнителен разход от активирането на ПАВЕЦ за балансиране на причинения от тях излишък в системата.

Във връзка с гореизложеното НЕК ЕАД предлага определянето на пределна цена за балансиране за ПАВЕЦ в режим консумация, отделна от тази за генериращите мощности, която трябва да е отрицателна стойност в интервала между минус 17,73 лв./MWh и минус 22,13 лв./MWh.

Горните възражения Комисията приема за неоснователни. Не могат да бъдат възприети аргументите на НЕК ЕАД, обосноваващи предложението на дружеството за пределна цена за балансиране за ПАВЕЦ в режим консумация, отделна от тази за генериращите мощности в интервала между минус 17,73 лв./MWh и минус 22,13 лв./MWh. Представените в тази връзка изчисления се основават на презумпция, че НЕК ЕАД продава само по регулирана цена електрическата енергия, произведена от ВЕЦ и ПАВЕЦ в генераторен режим. Определеното с Решение № ТЕ-25 от 31.07.2015 г. количество електрическа енергия от ВЕЦ и ПАВЕЦ, което дружеството следва да реализира на регулирания пазар, представлява едва 41% от прогнозното количество произведена електрическа енергия за ценовия период. Останалите 59% НЕК ЕАД продава на пазара по свободно договорени цени, както и на балансиращия пазар по цени, значително

надхвърлящи определената от КЕВР регулирана такава в размер на 59,10 лв./MWh. Количествата електрическа енергия от ПАВЕЦ, предоставени на оператора на балансиращия пазар след приемането на Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г., изменено с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. и промените в Закона за енергетиката и Закона за енергията от възобновяеми източници, са представени в таблицата по-долу:

<i>Месец, 2015</i>	<i>Енергия от първично и/или вторично регулиране надолу, MWh</i>	<i>Енергия от първично и/или вторично регулиране нагоре, MWh</i>
Август	5 876	1 048
Септември	7 036	1 193
Октомври	11 050	1 109
Ноември	12 133	3 990
<b>Общо</b>	<b>36 096</b>	<b>7 340</b>

Ако се използва подходът на НЕК ЕАД, че се генерира разход от включването на помпите за регулиране надолу, срещу което има намален с 30% приход, който следва да бъде възстановен с цена за регулиране надолу за ПАВЕЦ, представляваща 30% от цената, определена за производство или при цена за производство от 59,10 лв./MWh - цената за регулиране надолу от ПАВЕЦ е минус 17,73 лв./MWh ( $59,10 \cdot 30\%$ ), намаленият приход за разглеждания период е в размер на 640 хил. лв. ( $36\,096 \cdot 17,73$ ). Ако бъде възприета тази теза на НЕК ЕАД, то същата логика следва да се използва и за предоставяне на услугата регулиране нагоре. За периода 01.08.2015 г. – 30.11.2015 г. ПАВЕЦ е предоставил 7 340 MWh за регулиране нагоре и е реализирал допълнителен приход в размер на 1 034 хил. лв. ( $7\,340 \cdot (200 - 59,10)$ ), който напълно покрива намаления приход от 640 хил. лв.

Твърденията на дружеството, че предлаганата цена за регулиране надолу в размер на 0,00 лв./MWh не е достатъчно атрактивна и не стимулира централите да осигуряват диапазон за регулиране надолу, когато блоковете им работят около минималния си товар и предложението му за определяне на две цени, съответно за генериращи и за консумиращи мощности, взаимно си противоречат. С оглед осигуряване на равнопоставеност между централите Комисията приема, че пределната цена за регулиране надолу следва да бъде обща за всички участници на пазара. По този начин се осигуряват условия за недопускане на облагодетелстване на даден участник спрямо останалите, предлагащи тази системна услуга.

**След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, както и на постъпилото писмено възражение, Комисията приема за установено следното:**

Поради липса на достатъчно конкуренция сред участниците на пазара, предлагащи балансираща енергия, през периода 01.06.2014 г. – 01.12.2014 г. са създадени условия за спекулации, като са предлагани отрицателни цени за излишък и необосновано високи цени за недостиг, което доведе до изкривявания на балансиращия пазар, екстремни стойности на балансиращата енергия и големи разходи за небаланси на производители и потребители.

С Решение № Ц-26 от 19.12.2014 г. КЕВР е определила, считано от 01.01.2015 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране нагоре в размер на 202,00 лв./MWh;

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга регулиране надолу, в размер на 0,00 (нула) лв./MWh.

Посоченото решение осигури стабилност на балансиращия пазар, постигане на предвидимост в работата му, както и преустановяване на предлагането на отрицателни цени за регулиране надолу, водещо до изкривяване на резултатите и нереално високи цени за балансираща енергия.

Средните месечни цени за предходните 10 месеца, показват устойчивост на нивата и са отразени в таблицата по-долу:

	<i>Недостиг, лв./MWh</i>	<i>Излишък, лв./MWh</i>
Януари 2015 г.	201,49	9,57
Февруари 2015 г.	187,74	11,16
Март 2015 г.	179,53	9,03
Април 2015 г.	175,61	10,18
Май 2015 г.	193,07	7,54
Юни 2015 г.	177,94	9,16
Юли 2015 г.	170,35	11,49
Август 2015 г.	181,04	13,99
Септември 2015 г.	202,76	8,95
Октомври 2015 г.	187,85	8,71
<b>Януари – Октомври 2015 г.</b>	<b>185,74</b>	<b>9,98</b>

Следва да се има предвид, че посочените средни стойности на цените на балансиращата енергия се заплащат от координаторите на балансиращи групи на оператора на балансиращия пазар. След нетиране на небаланса, координаторите разпределят на членовете на съответната балансираща група разходите си към ЕСО ЕАД, като цените за недостиг на отделните търговски участници намаляват до нива от около 130 лв./MWh, а за излишък се увеличават до около 30 лв./MWh, което редуцира значително разходите за балансиране на производители и потребители.

Доставчиците на балансираща енергия са централи, участващи във вторично регулиране, които определят цените си на месечна база, като се наблюдават незначителни количества от активиран студен резерв. Цените на доставчиците следва да отчитат реализираните допълнителни разходи за регулиране, свързани с намаляване или увеличаване на работната мощност по диспечерско разпореждане, поддържането на управляващите системи и да нямат спекулативен характер. Пределните цени само определят рамката, извън която липсата на конкуренция предполага спекулативни практики. При пазарно поведение на участниците, предлаганите цени следва да са подчинени на пазарни принципи и да са на нива, позволяващи нормално функциониране на пазара без да облагодетелстват дадени участници за сметка на останалите и да отразяват принципа на равнопоставеност, заложен в ЗЕ. В същото време основните доставчици на балансираща енергия предлагат цени близки до определените пределни такива. Еднокомпонентните цени за регулиране надолу и регулиране нагоре за периода август 2015 г. – ноември 2015 г. са представени в следващите таблици:

***Цена за регулиране надолу, лв./MWh***

№	Доставчик	Август	Септември	Октомври	Ноември
1	ТЕЦ „Марица изток 2“	0,10	0,10	0,10	0,10
2	ТЕЦ „Бобов дол“	2,00	1,00	1,00	1,00
3	ТЕЦ „Ей и Ес - ЗС Марица изток 1“	0,00	0,00	0,00	0,00
4	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица изток 3“	0,00	0,00	0,00	0,00
5	ВЕЦ и ПАВЕЦ – НЕК ЕАД	0,00	0,00	0,00	0,00
6	ПАВЕЦ – НЕК ЕАД - помпи	0,00	0,00	0,00	0,00

***Цена за регулиране нагоре, лв./MWh***

№	Доставчик	Август	Септември	Октомври	Ноември
1	ТЕЦ „Марица изток 2“	150,00	150,00	150,00	170,00

2	ТЕЦ „Бобов дол“	150,00	148,00	148,00	148,00
3	ТЕЦ „Ей и Ес - ЗС Марица изток 1“	200,00	200,00	200,00	200,00
4	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица изток 3“	200,00	200,00	200,00	200,00
5	ВЕЦ и ПАВЕЦ – НЕК ЕАД	200,00	200,00	200,00	200,00
6	ПАВЕЦ – НЕК ЕАД - помпи	200,00	200,00	200,00	200,00

Освен горните обстоятелства, при формирането на цената за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия следва да бъдат съобразени и принципите:

- Икономическа целесъобразност – размерът на пределната цена за сключване на сделки с балансираща енергия следва да покрива пълните разходи на доставчиците на балансираща енергия;

- Сигурност на снабдяването – размерът на пределната цена за сключване на сделки с балансираща енергия да не позволява износ и търговия с балансираща енергия от търговци и производители чрез съзнателно установяване на „къса позиция“ или „дълга позиция“ на балансиращия пазар, което затруднява управлението и сигурността на системата;

- Стабилизиране на балансиращия пазар, с оглед достигане на ценовите нива от тестовия период и постигане на предвидимост в работата на пазара;

- Постигане на ценови нива на балансиращата енергия, съизмерими с тези в съседните пазарни зони;

- Принципите по чл. 23, чл. 24 и чл. 31 от ЗЕ.

**Гореизложеното не обосновава необходимост от изменение на размера на прилаганите към момента пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране нагоре: 202,00 (двеста и два) лв./MWh, както и пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране надолу: 0,00 (нула) лв./MWh.** В подкрепа на този извод са и следните аргументи:

Резултатите от извършения симулационен анализ на база данните от работата на балансиращия пазар през 2015 г. показват, че при намаление на така определените пределни цени за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, цената за недостиг ще се понижи до нива по-ниски от цените на доставчиците от последна инстанция. Това би довело до изкривяване на пазарните отношения и би затруднило управлението и сигурността на електроенергийната система, тъй като цената за недостиг следва да е най-високата цена на пазара с оглед нейния наказателен и дисциплиниращ характер. Следва да се има предвид, че намаляване на цените за недостиг би могло да създаде условия за арбитражи в някои часове между балансиращия пазар и стартиращия в началото на 2016 г. организиран борсов пазар, което е недопустимо. От друга страна при увеличение на така определените пределни цени за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия и установената от доставчиците практика да предлагат цени близки до пределните такива, ще се увеличат разходите за небаланси на пазарните участници, което ще доведе до допълнителна финансова тежест върху производители и потребители в момент, в който съществува непредвидимост и несигурност във връзка с протичащите процеси по пълната либерализация на пазара и стартиране на борсовата търговия.

Пределната цена за регулиране надолу следва да е обща за всички участници на пазара, независимо от това дали използваните мощности са производствени и/или консумиращи. По този начин се осигурява недискриминационно и равнопоставено третиране на централите, предлагачи тази системна услуга, като не се допуска облагодетелстване на даден участник за сметка на останалите, както и спекулативно поведение. Пазарните принципи налагат цената за регулиране надолу да е положителна величина. При отрицателна стойност на цената, централата, предоставяща системната услуга, продава недостиг, а потребителите, които са в излишък, го купуват, което противоречи на принципите на балансиращия пазар и води до екстремни стойности на

балансиращата енергия и големи разходи за небаланси. Отрицателната цена за регулиране надолу представлява прекомерна санкция за производителите и потребителите, които са в излишък, която изкривява пазара, застрашава неговата работа и противоречи на европейските практики.

Изказвания по т.3:

Докладва П. Младеновски.

И. Иванов каза, че приетите пределни цени за регулиране надолу и нагоре дават положителен баланс на „НЕК“ ЕАД от порядъка на 400 000 лв. Печалбата на дружеството е 1 037 000 лв. при регулиране на цената нагоре, а при регулиране надолу загубата е 640 000 лв. Дружеството иска да няма никакви загуби.

П. Младеновски каза, че това не е точно така, защото „НЕК“ ЕАД купува тази енергия, но това не се отбелязва. Поради тази причина предложението на дружеството не е правилно.

И. Иванов каза, че цената за регулиране нагоре е 200 лв. и това е добре, а цената за регулиране надолу е 0 лв. Ако цената се промени това няма да бъде добре да започващата борсова търговия и ще се създадат проблеми.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предложение 2 от Закона за енергетиката,

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### Р Е Ш И:

Считано от 01.01.2016 г., определя пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на 202,00 лв./MWh.

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 0,00 (нула) лв./ MWh.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (И. Н. Иванов, Р. Осман, А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов), от които **четири гласа** (А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.4.** Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-14-31-15 от 11.11.2015 г. за **изменение на действащите цени на електрическата и топлинна енергия на „Брикел“ ЕАД**, установи следното:

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е подадено заявление с вх. № Е-14-31-15 от 11.11.2015 г. от „Брикел“ ЕАД за изменение на действащите цени на електрическата и топлинната енергия, като е предложило: преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – **140,88 лв./MWh** и цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – **54,92 лв./MWh**. Предложените цени са обосновани от дружеството със следните факти и обстоятелства:

1. На „Брикел“ ЕАД е издадено Комплексно разрешително № 40-Н1 от 2011 г. за 4 бр. енергийни котли (ЕК) №№ 1÷4 с номинална термична мощност по 170 MW всеки, от които 510 MW (3 бр. ЕК) са в постоянна експлоатация, а четвъртият ЕК (170 MW) служи като резерва в случай на авария или планов ремонт на някой от трите работещи ЕК. На дружеството е издадено Решение № 40-Н1-ИО-А1 от 2013 г. за актуализиране на Комплексно разрешително № 40-Н1 от 2011 г. Актуализацията представлява включване

на ЕК № 5 и № 6 като резервни (аварийни) мощности (заедно с ЕК № 4) без промяна в капацитета на горивната инсталация, определен с КР № 40-Н1/2011 г. „Брикел“ ЕАД е подало в Изпълнителна агенция по околна среда (ИАОС) заявление с вх. № 617-СЗ-1874 от 01.11.2014 г. за издаване на ново комплексно разрешително, с искане за промяна на разрешената номинална топлинна мощност на инсталацията от 510 MW на 850 MW, което представлява едновременна работа на 5 бр. ЕК.

При изготвяне на производствената си програма за регулаторния период от 01.07.2015 г. до 30.06.2016 г., дружеството е предвидило работата на инсталацията с 5 бр. ЕК да стартира на 01.10.2015 г. С писмо с изх. № 617-СЗ-1874 от 03.09.2015 г. ИАОС е изпратила на „Брикел“ ЕАД Решение № 40-Н1-ИО-А1-О от 2015 г., с което е отказано издаването на новото комплексно разрешително. Поради постановения отказ в сила остава Решение № 40-Н1-ИО-А1 от 2013 г. за актуализиране на Комплексно разрешително № 40-Н1 от 2011 г., в изпълнение на което през целия регулаторен период 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. дружеството може да работи едновременно с 3 бр. ЕК.

2. Между „Брикел“ ЕАД и „Мини Марица – Изток“ ЕАД са сключени Договор № 1 от 20.03.2015 г. за доставка на лигнитни въглища за периода 01.01.2015 г. - 31.08.2015 г. и Договор № 2 от 09.09.2015 г. за доставка на лигнитни въглища за периода 01.09.2015 г. - 31.12.2015 г. В договорите са заложили количества въглища, отговарящи на производствената програма на дружеството, заложили в ценовия модел за регулаторния период 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г., подаден в КЕВР със Заявление с вх. № Е-14-31-6 от 31.03.2015 г.

„Мини Марица изток“ ЕАД с писмо с изх. № ПТД-01-249 от 31.08.2015 г. е поискало от „Брикел“ ЕАД да изпрати заявка за необходимите количества въглища за работа на централата за тригодишен период 2016 г. - 2018 г., във връзка с изготвянето на „Инженерен проект за развитие на минните работи на „Мини Марица - Изток“ ЕАД за 2016 г. - 2017 г. - 2018 г.“. „Брикел“ ЕАД е изпратило заявката (изх. № 1297 от 10.09.2015 г.) за необходимите количества въглища за нормалната работа на дружеството, като количествата за 2016 г. са съобразени със заявената пред КЕВР производствена програма и предвижданото изменение на комплексното разрешително.

Въпреки сключения договор и заявените от „Брикел“ ЕАД количества необходими въглища за 2016 г., поради затрудненото финансово и техническо състояние на „Мини Марица - Изток“ ЕАД, въгледобивното дружество с писмо изх. № ПТД-01-281 от 24.09.2015 г. е информирало „Брикел“ ЕАД, че планира намалени количества доставки на въглища до технологично възможните. В тази връзка дружеството посочва, че е принудено да преразгледа производствената си програма за регулаторния период 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. като понижи производството до степен ограничена от възможностите на въгледобивното предприятие.

За разглеждане на подаденото заявление със Заповед № 3-Е-230 от 19.11.2015 г. е сформирана работна група, като резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-342 от 04.12.2015 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 252 от 08.12.2015 г., т. 6. В изпълнение на разпоредбите на чл. 45 от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ), съответно на чл. 30 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ), е проведено открито заседание на 10.12.2015 г., както и обществено обсъждане на 15.12.2015 г. в съответствие с чл. 50 от НРЦЕЕ и чл. 34 от НРЦТЕ. В тази връзка са постъпили становище с вх. Е-14-31-15 от 17.12.2015 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) и становище с вх. № Е-14-31-15 от 22.12.2015 г. от Сдружение „Гражданска лига на България“.

НЕК ЕАД възразява по отношение на предложените в доклада за утвърждаване цени на енергия, които са изчислени при цена на въглищата - 67,70 лв./т, при калоричност 2 327 ккал/кг, което при действаща цена на въглищата от „Мини Марица - Изток“ ЕАД - 77 лв./т.у.г. определя цена на тон условно гориво от около 204 лв./т.у.г. Според НЕК ЕАД

тази цена е равна и по-голяма с 2 до 5 лв. в сравнение с цените на вносни въглища, използвани в други дружества от сектора, като в техните цени са включени транспортни разходи в границите за дестинации в Черноморския басейн и река Дунав. Дружеството отбелязва, че при определяне на количествата въглища е използвана годишна обща енергийна ефективност на използване на горивото от 78,24 %, съгласно утвърдената стойност с решение № Ц-25 от 30.06.2015 г. на КЕВР, тази стойност не кореспондира с чл. 4, ал. 1 от Наредба № РД-16-267 от 19.03.2008 г. за определяне на количествата електрическа енергия произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (Наредба № РД-16-267), съгласно който brutното годишно количество комбинирана електрическа енергия, произведена от инсталации с кондензационна турбина с регулируем/и пароотбор/и, каквито са инсталациите на ТЕЦ „Брикел“, се приема равно на brutното годишно производство на електрическа енергия от инсталацията, когато отчетената годишна обща енергийна ефективност на използване на горивото е равна или по-голяма от 80 %. НЕК ЕАД отбелязва, че цялото количество енергия е приета за комбинирана електрическа енергия, което според дружеството налага новите количества електрическа енергия по видове да се определят в съответствие с Наредба № РД-16-267. Дружеството посочва, че при корекцията на производствената програма не е запазен режимния фактор, представляващ отношението между произведената по комбиниран начин електрическа енергия и произведената по комбиниран начин полезна топлинна енергия и като резултат от неговото увеличение е увеличен коефициента за разпределение на горивото, т.е. е предвиден по-голям разход на гориво за електрическа енергия в сравнение със запазване на стойността на режимния фактор, съгласно Решение № Ц-25 от 30.06.2015 г. на КЕВР. НЕК ЕАД посочва, че е направена оценка, според която при запазване на цената на електрическата енергия и промяна на количествата електрическа енергия „Брикел“ ЕАД ще реализира годишна загуба от над 14 000 хил. лв., без да е отчетен факта, че оценката трябва да се направи само по отношение на условно-постоянните разходи и то за двата продукта електрическа и топлинна енергия, тъй като намалените количества са се отразили в намаление на променливите разходи. Според НЕК ЕАД след като се приложи коефициента за разпределение на непроменените условно-постоянните разходи за производството, отчетат се намалените количества електрическа и топлинна енергия и чрез стойността на новата възвръщаемост се покрие недовзетия приход за условно-постоянни разходи, годишната загуба ще е с около 10 пъти по-малка от посочената. НЕК ЕАД твърди, че с направената в доклада корекция на производствената програма на „Брикел“ ЕАД се намаляват с около 4,2 % прогнозните количества електрическа енергия от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, които с Решение № ТЕ-025 от 31.07.2015 г. на КЕВР са определени за закупуване от обществения доставчик за регулирания и свободния пазар, като счита, че е необходимо Комисията да даде указания относно прилагането на Таблица 2 от същото решение.

Горните възражения на НЕК ЕАД Комисията приема за неоснователни поради следните аргументи:

Заявлението е подадено на основание на чл. 4, ал. 2, т. 1 и чл. 42, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 4, ал. 1, т. 1 и чл. 22, ал. 2 от НРЦТЕ. Цитираните разпоредби дават възможност на енергийните предприятия да подават заявления за изменение на утвърдените цени преди изтичането на ценовия период при наличие на обстоятелства, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие.

Отделните ценови параметри, включително и тези по отношение на които НЕК ЕАД възразява - цената на въглищата, общата енергийната ефективност на използване на горивото, режимният фактор и др., са предмет на извършения регулаторен преглед във връзка с утвърждаването на цените в сила от 01.07.2015 г. В настоящото производство по

изменение на цени, подлежат на коригиране само елементи на необходимите годишни приходи, които се променят, вследствие непредвидени обстоятелства, възникнали след 01.07.2015 г. В тази връзка Комисията извършва корекции по отношение на количествата енергия и горивото за производство, които не променят ефективностите, заложи в цените, утвърдени с Решение № Ц - 25 от 30.06.2015 г.

Сдружение „Гражданска лига на България“ в становището си излага твърдения за противоречие на предложения в доклад с вх. № Е-Дк-342 от 04.12.2015 г. подход с европейското право в областта на държавната помощ. Счита, че изложеното в доклада представлява нова схема за помощ, поради което към нея следва да се приложат Насоките относно държавната помощ за опазване на околната среда и за енергетика за периода 2014 г. – 2020 г. (2014/С 200/01). Тези съображения са неотнормирани към настоящото производство по приемане на решение от КЕВР, в качеството му на национален регулаторен орган, който действа съгласно законовите си правомощия, произтичащи от ЗЕ и подзаконовите нормативни актове по неговото прилагане. Дали е налице държавна помощ и дали същата е съвместима с вътрешния пазар съгласно чл. 107, пар. 2 и пар. 3 от Договора за функционирането на Европейския съюз е от изключителна компетентност на Европейската комисия.

Сдружение „Гражданска лига на България“ предлага настоящото производство, както и висиящите пред КЕВР производства за изменение на цени на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, да бъдат спрени до изготвянето на нов механизъм за определяне на цените, така че същите да не противоречат на европейското право. Това предложение не може да бъде възприето, тъй като касае законодателни промени и не попада в хипотезите за спиране на административното производство, регламентирани в чл. 54 от Административнопроцесуалния кодекс (АПК). При осъществяване на правомощията си Комисията прилага процесуалните правила, предвидени в ЗЕ, а за неуредените в него случаи – АПК (арг. от чл. 13, ал. 8 от ЗЕ).

**След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, както и на възраженията, Комисията приема за установено следното:**

С Решение № Ц - 25 от 30.06.2015 г. КЕВР е утвърдила за „Брикел“ ЕАД, за периода 01.07.2015 - 30.06.2016 г., преференциална цена на електрическа енергия и еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода, както следва:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 119,08 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 119,07 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) - 54,63 лв./MWh;

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 156 559 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 149 294 хил. лв., от които условно-постоянни – 33 248 хил. лв. и променливи – 116 046 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 122 504 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,93%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство- 694 209 MWh, в т. ч. собственото потребление – 30 733 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 16 200 MWh
- Цена на въглицата – 67,80 лв./t при калоричност 2 327 kcal/kg

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) КЕВР осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. Според разпоредбата на чл. 30, ал. 1, т. 3 от ЗЕ Комисията регулира цените, по които производителите продават топлинна



енергия на пряко присъединени клиенти. Съгласно чл. 33, ал. 1 от ЗЕ Комисията определя преференциални цени за продажба на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по чл. 162, ал. 1 от ЗЕ. Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от посочените централи се определя на база индивидуалните разходи за производство и добавка, определена от Комисията по групи производители и по критерии съгласно чл. 25 от НРЦЕЕ.

Цените, които подлежат на регулиране, се образуват от енергийните предприятия съобразно изискванията на ЗЕ, наредбите по приложението му и указанията, дадени от Комисията относно образуването на цените.

Заявлението е подадено на основание на чл. 4, ал. 2, т. 1 и чл. 42, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 4, ал. 1, т. 1 и чл. 22, ал. 2 от НРЦТЕ. Цитираните разпоредби дават възможност на енергийните предприятия, спрямо които Комисията прилага метод на регулиране “норма на възвръщаемост на капитала”, да подават заявления за изменение на утвърдените цени преди изтичането на ценовия период при наличие на обстоятелства, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие. В тази връзка енергийните предприятия следва да приложат към заявленията за изменение на утвърдените цени необходимата информация за доказване на непредвидените обстоятелства и тяхното влияние върху утвърдените ценообразуващи елементи и финансовото им състояние.

Следователно основателността на такова изменение на цените на топлинната енергия и на преференциалната цена на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е обусловена от кумулативното наличие на три предпоставки: възникване на обстоятелство, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените, непредвиденото обстоятелство да води до съществено изменение на утвърдените ценообразуващи елементи, както и непредвиденото обстоятелство да води до съществено изменение и на финансовото състояние на енергийното предприятие.

В разглеждания случай, посочените от „Брикел“ ЕАД обстоятелства – Решение № 40-Н1-ИО-А1-О от 2015 г. на ИАОС, с което е отказано издаването на ново комплексно разрешително и намалените до технологично възможните количества доставки на въглища по сключените между дружеството и „Мини Марица изток“ ЕАД договори, са непредвидени по смисъла на чл. 42, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 22, ал. 2 от НРЦТЕ.

Посочените обстоятелства оказват влияние върху утвърдените ценообразуващи елементи и върху финансовото състояние на дружеството, както следва:

С Решение № Ц - 25 от 30.06.2015 г. КЕВР е утвърдила ценообразуващи елементи:

- Необходими годишни приходи – 156 559 хил. лв., в т. ч.: разходи – 149 294 хил. лв., от които условно-постоянни – 33 248 хил. лв. и променливи – 116 046 хил. лв.;

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство - 694 209 MWh, в т. ч. собственото потребление – 30 733 MWh;

- Цена на въглищата – 67,80 лв./t при калоричност 2 327 kcal/kg.

Горните ценообразуващи елементи при отчитане на непредвидените обстоятелства се изменят, както следва:

- Необходими годишни приходи – 128 465 хил. лв., в т. ч.: Разходи – 121 407 хил. лв., от които условно-постоянни – 33 248 хил. лв. и променливи – 88 159 хил. лв.;

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство- 530 111 MWh, в т. ч. собственото потребление – 28 703 MWh;

- Цена на въглищата – 67,80 лв./t при калоричност 2 327 kcal/kg.

При изменение на ценообразуващите елементи - електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство от 694 209 MWh на 530 111 MWh, или

намаление с 23,64 %; променливи разходи от 116 046 хил. лв. на 88 159 хил. лв., или намаление с 24,04 %, може да се направи извод, че изменението на ценообразуващите елементи е съществено. Следователно е налице втората предпоставка за изменение на цените по чл. 4, ал. 2, т. 1 и чл. 42, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 4, ал. 1, т. 1 и чл. 22, ал. 2 от НРЦТЕ.

Утвърдените приходи от електрическа енергия с Решение № Ц - 25 от 30.06.2015 г. са  $119,08 * 694\,209 \text{ MWh} = 82\,666$  хил. лв. Тези приходи осигуряват годишна възвръщаемост в рамките на 7 264 хил. лв. При запазване на цената на електрическата енергия и промяна на количеството на 530 111 MWh, вследствие възникване на непредвидените обстоятелства, сумата на приходите от електрическа енергия е  $119,08 * 530\,111 \text{ MWh} = 63\,126$  хил. лв. Сумата, която дружеството ще инкасира като дефицит е  $82\,666 \text{ хил. лв.} - 63\,126 \text{ хил. лв.} = 19\,540$  хил. лв. При такъв дефицит ще се намали до нула утвърдената възвръщаемост на дружеството и същото ще реализира годишна загуба от над 14 000 хил. лв. Следователно при запазване цената на електрическата енергия непроменена дружеството силно ще влоши годишния финансов резултат. Този извод обосновава наличието на третата предпоставка за изменение на цените по чл. 4, ал. 2, т. 1 и чл. 42, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 4, ал. 1, т. 1 и чл. 22, ал. 2 от НРЦТЕ.

**С оглед гореизложеното Комисията приема, че са налице необходимите по чл. 42, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 22, ал. 2 от НРЦТЕ предпоставки за изменение на утвърдени с Решение № Ц-25 от 30.06.2015 г. цени на „Брикел“ ЕАД.**

**Във връзка с горното са извършени следните корекции при образуване на цената:**

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:
  - разходите за ремонт в производството са коригирани от 9 639 хил. лв. на 8 999 хил. лв. или с 640 хил. лв., съгласно утвърдените стойности с решение № Ц-25/30.06.2015 г. на КЕВР;
  - разходите за заплати и възнаграждения в производството са коригирани от 9 256 хил. лв. на 8 554 хил. лв., или със 702 хил. лв., съгласно утвърдените стойности с решение № Ц-25/30.06.2015 г. на КЕВР;
  - разходите за осигурителни вноски в производството са коригирани от 2 213 хил. лв. на 2 065 хил. лв. или със 148 хил. лв., съгласно утвърдените стойности с решение № Ц-25/30.06.2015 г. на КЕВР;
  - разходите за вода са коригирани от 569 хил. лв. на 434 хил. лв., или със 135 хил. лв., съответстващи на пропорционалното намаление на количествата произведена електрическа енергия;
  - разходите за закупена енергия са коригирани от 430 хил. лв. на 329 хил. лв., или със 101 хил. лв., съответстващи на пропорционалното намаление на количествата произведена електрическа енергия;
  - разходите за консумативи (химикали, реагенти) са коригирани от 3 455 хил. лв. на 2 638 хил. лв., или с 817 хил. лв., съответстващи на пропорционалното намаление на количествата произведена електрическа енергия;
  - разходите за външни услуги са коригирани от 430 хил. лв. на 328 хил. лв. или със 102 хил. лв., съответстващи на пропорционалното намаление на количествата произведена електрическа енергия;
2. В Справка № 4 „ТИП в производството” са извършени следните корекции:
  - производствената програма е коригирана съгласно предложението на дружеството:
    - намалено е количеството отпусната топлинна енергия от съоръженията ОБЩО от 2 492 357 MWh на 1 839 001 MWh, или с 635 356 MWh;
    - намалено е количеството отпусната топлинна енергия от централата към преноса от 2 237 020 MWh на 1 653 409 MWh, или с 583 611 MWh;
    - намалено е количеството произведена електрическа енергия от 902 722 MWh на

689 336 MWh, или с 213 386 MWh;

- намалено е количеството продадена електрическа енергия и за собствено потребление от 694 209 MWh на 530 111 MWh, или със 164 098 MWh;

\* Топлинната енергия за собствени нужди се запазва на 10,09 %, а електрическата енергия за собствени нужди се запазва на 23,10 %.

- намалено е количеството въглища от 1 108 201 t. на 1 102 201 t., или със 6 000 t., до достигане на показателите за икономия на първичен енергиен ресурс (гориво) спрямо разделно производство и ОБЩА ефективност – 78,24 %, съгласно утвърдените стойности с решение № Ц-25/30.06.2015 г. на КЕВР;

- намалена е средната цена на закупени емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) от 16,62 лв./t. на 11,42 лв./t., съгласно икономически обосновааната средна цена на емисиите за 2014 г. от 5,84 евро/t, приета с решение № Ц-25/30.06.2015 г. на КЕВР.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Брикел“ ЕАД са следните:**

1. Преференциална цена на електрическа енергия (без ДДС) – 133,49 лв./MWh, в т.ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 133,48 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 53,82 лв./MWh

Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 128 465 хил. лв., в т. ч.:

○ Разходи – 121 407 хил. лв., от които условно-постоянни – 33 248 хил. лв. и променливи – 88 159 хил. лв.;

○ Регулаторна база на активите – 119 018 хил. лв.;

○ Норма на възвръщаемост – 5,93 %;

○ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство - 530 111 MWh, в т. ч. собственото потребление – 28 903 MWh;

○ Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 16 200 MWh;

Цена на въглищата – 67,80 лв./t при калоричност 2 327 kcal/kg.

Издавания по т.4:

Докладва И. Александров. След превеждане на откритото заседание, в КЕВР са постъпили две становища: от „НЕК“ ЕАД и от сдружение „Гражданска лига за България“. И. Александров подробно представи на членовете на Комисията постъпилите становища.

А. Йорданов каза, че желае да вземе отношение по две теми. Едната е свързана с възражението от страна на „Гражданска лига за България“ и е по повод твърдението за неправомерна държавна помощ. Очевидно е, че Комисията няма законов инструмент да се произнесе дали това е държавна помощ. Тук не става въпрос за дългосрочен договор, за който Законът за енергетиката (ЗЕ) да е делегирал някакви частични правомощия на КЕВР, а става за ежегодно определяне на цени. Ако членовете на Комисията считат, че става въпрос за държавна помощ, единствената опция е да се изпрати жалба до Европейската комисия. Това е по първата тема. А. Йорданов предложи в решението да се добави текст, който да бъде във връзка с медийни публикации по отношение на финансовото състояние на „Брикел“ ЕАД. На основание чл. 38, ал. 2 от ЗЕ Комисията може да поиска от дружеството до края на месец март 2016 г. да представи отчетна информация за просрочените задължения към персонал, просрочени задължения за осигуровки и просрочени данъчни задължения. КЕВР не може да санкционира дружеството, но трябва да бъде информирана за тези параметри при вземането на следващото ценово решение, за да се обърне внимание на лицензианта за съществуването на тези проблеми.

И. Иванов обобща, че има предложение за добавяне на нова т. 4 и запитва Е. Маринова какво е съдържанието на текста.

Е. Маринова каза, че предложението за нова т. 4 е: „На основание чл. 38, ал. 2 от Закона за енергетиката указва на „Брикел“ ЕАД, в срок до 31.03.2016 г., да представи в КЕВР отчетна информация за просрочените задължения за: персонала, осигуровки и данъчни задължения“.

Е. Харитонова запита дали тази информация се представя, когато дружеството подава заявление за нови цени.

И. Александров отговори, че задълженията на дружеството се посочват в отчета за приходите и разходите.

Е. Харитонова каза, че при това положение текстът трябва да бъде записан по този начин.

А. Йорданов обясни, че Комисията иска информация за общо просрочените задължения и няма нужда да бъде уточняван период.

И. Иванов каза, че искането на „Гражданска лига за България“ Комисията да се произнесе относно неправомерна държавна помощ не е от компетентността нито на КЕВР, нито на правителството, нито на българските съдилища, защото съгласно Договора за функциониране на Европейския съюз това е правомощие единствено на Европейската комисия. И. Иванов прочете предложението на работната група за решение.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 3 и чл. 33 от Закона за енергетиката, чл. 37, ал. 2 и чл. 42, ал. 1 и 2 от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и чл. 22, ал. 2 и чл. 27, ал. 1 и ал. 2 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия,

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

Изменя, считано от 01.01.2016 г., цените, утвърдени на „Брикел“ ЕАД с Решение № Ц - 25 от 30.06.2015 г., като:

1. Определя преференциална цена на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (без ДДС) – 133,49 лв./MWh, в т.ч.: индивидуални разходи за единица енергия – 133,48 лв./MWh и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh;

2. Утвърждава еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 53,82 лв./MWh;

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

Необходими годишни приходи – 128 465 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 121 407 хил. лв., от които условно-постоянни – 33 248 хил. лв. и променливи – 88 159 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 119 018 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 5,93 %;
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство - 530 111 MWh, в т. ч. собственото потребление – 28 903 MWh;
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 16 200 MWh;

Цена на въглищата – 67,80 лв./t при калоричност 2 327 kcal/kg.

4. На основание чл. 38, ал. 2 от Закона за енергетиката указва на „Брикел“ ЕАД в срок до 31.03.2016 г. да представи в КЕВР отчетна информация за просрочени задължения: към персонала, осигуровки и данъчни задължения.

Решението е взето с **пет гласа „за“** (И. Н. Иванов, Р. Осман, А. Йорданов, В. Владимиров, Е. Харитонова), от които **три гласа** (А. Йорданов, В. Владимиров, Е. Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

Г. Златев не участва в гласуването.

**Приложения:**

1. Решение на КЕВР № Ц-48/30.12.2015 г. относно заявление от „Булгаргаз“ ЕАД, за утвърждаване на цени, по които общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа за I<sup>-BO</sup> тримесечие на 2016 г.

2. Решение на КЕВР № Ц-49/30.12.2015 г. относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

3. Решение на КЕВР № Ц-50/30.12.2015 г. относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

4. Решение на КЕВР № Ц-51/30.12.2015 г. относно заявление за изменение на действащите цени на електрическата и топлинна енергия на „Брикел“ ЕАД

**ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:**

1. ....  
(Р. Осман)

2. ....  
(А. Йорданов)

3. ....  
(В. Владимиров)

4. ....  
(Г. Златев)

5. ....  
(Е. Харитонова)

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**Р. ТОТКОВА**