



## ПРОТОКОЛ

№ 136

София, 01.07.2017 година

Днес, 01.07.2017 г. от 09:35 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 Харитоновна и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, П. Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, А. Иванова - и.д. директор на дирекция „Природен газ“, Р. Тахир – началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“, М. Трифонов – началник на отдел „Цени и лицензии: електрически мрежи, търговия и пазари“, И. Александров – началник на отдел „Цени и лицензии: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия“ и експерти на КЕВР.

Председателят установи, че няма възражения по проекта за дневен ред и няма други предложения, както и няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

### ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект на решение относно утвърждаване на цени за III тримесечие на 2017 г., по които общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на клиенти, присъединени към газопредавателната мрежа.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева, Михаела Андреева, Красимира Лазарова, Диана Николкова, Сирма Денчева и Ваня Василева

2. Проект на решение относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Ивайло Александров, Цветанка Камбуrowa, Венелин Баросов, Силвия Петрова, Радостина Методиева, Ели Алексиева

3. Проект на решение относно утвърждаване на цени на топлинната енергия и

определяне на цени на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбининирано производство на електрическа и топлинна енергия, на дружествата в сектор „Топлоенергетика“ от 01.07.2017 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Ивайло Александров, Цветанка Камбурова, Георги Петров, Ана Иванова, Петя Петрова, Радослав Наков, Ели Алексиева, Йовка Велчева, Надежда Иванова

4. Проект на решение относно определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Милен Трифонов, Юлиан Стоянов, Лъчезар Ралчев, Петя Андонова, Радостина Методиева, Силвия Петрова, Радослав Райков

5. Проект на решение относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2017 г.

Работна група: Пламен Младеновски; Елена Маринова; Милен Трифонов; Юлиан Стоянов; Лъчезар Ралчев; Петя Андонова; Радостина Методиева; Силвия Петрова; Радослав Райков

**По т.1. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-20-27 от 09.06.2017 г., подадено от „Булгаргаз“ ЕАД, за утвърждаване на цена за III тримесечие на 2017 г., по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на клиенти, присъединени към газопреносна мрежа, събраните данни от проведено на 27.06.2017 г. открито заседание и постъпилите становища, установи следното:**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-20-27 от 09.06.2017 г. от „Булгаргаз“ ЕАД, съдържащо искания за: утвърждаване на цени за III тримесечие на 2017 г., по които общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа, включително компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото на основание чл. 11а, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ, Наредбата) и компонента на основание чл. 17, ал. 14 и ал. 15 от НРЦПГ. „Булгаргаз“ ЕАД е посочило, че в заявлението и приложенията към него се съдържа чувствителна търговска информация. В тази връзка заявителят е предоставил и неупотребителен вариант на заявлението за утвърждаване на цени за III тримесечие на 2017 г., заведено с вх. № Е-15-20-27#1 от 09.06.2017 г.

За разглеждане и анализ на подаденото заявление е сформирана работна група със Заповед № 3-Е-88 от 12.06.2017 г. на председателя на КЕВР.

Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-355 от 14.06.2017 г. Същият е разгледан от КЕВР на закрито заседание, проведено на 19.06.2017 г., в резултат на което с решение по Протокол № 127 от 19.06.2017 г., по т. 1, Комисията е приела доклада с отразени корекции вследствие на проведените обсъждания. В съответствие с разпоредбата на чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 27.06.2017 г. е проведено открито заседание, на което представителите на „Булгаргаз“ ЕАД заявяват, че нямат възражения по доклада, съответно дружеството не е подало писмено становище.

След оповестяване на приетия от КЕВР доклад на интернет страницата на Комисията, е постъпило възражение с вх. № Е-110-00-7 от 21.06.2017 г. от инж. Огнян Винаров, пълномощник на движение „Граждански контрол“ и член на Управителния съвет на движение за енергийна независимост „ДЕН“. В същото са изложени възражения

срещу искането на „Булгаргаз“ ЕАД за ново увеличение на цената на природния газ, считано от 01.07.2017 г. В тази връзка са изложени твърдения, които не са относими към настоящото административно производство, поради което Комисията не приема възражението за основателно.

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

Съгласно чл. 30, ал. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ), цените на природния газ не подлежат на регулиране при установяване от Комисията за енергийно и водно регулиране 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 и клиенти, присъединени към газопреносната мрежа.

С Решение № Ц-5 от 31.03.2017 г. КЕВР е утвърдила на обществения доставчик следните цени за II тримесечие на 2017 г.:

- по която продава природен газ на крайните снабдители и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа, в размер на 363.26 лв./1000 nm<sup>3</sup> или 39.04 лв./MWh (без акциз и ДДС). Тази цена не включва цената за пренос на природен газ през газопреносната мрежа в размер на 19.73 лв./1000 nm<sup>3</sup> (без акциз и ДДС);

- по която продава природен газ на клиенти, присъединени към мрежа ниско налягане, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в размер на 370.98 лв./1000 nm<sup>3</sup> или 39.87 лв./MWh (без акциз и ДДС);

- по която продава природен газ на „Овергаз Мрежи“ АД, в качеството му на краен снабдител на природен газ, в размер на 381.78 лв./1000 nm<sup>3</sup> или 41.03 лв./MWh (без акциз и ДДС), в т.ч. компонента по чл. 17, ал. 15 от НРЦПГ в размер на 18.52 лв./1000 nm<sup>3</sup>, която клиентите на „Овергаз Мрежи“ АД не заплащат.

„Булгаргаз“ ЕАД е предложило за III тримесечие на 2017 г. да бъде утвърдена цена, по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа, в размер на 370.21 лв./1000 nm<sup>3</sup> или 34.86 лв./MWh (без акциз и ДДС), което е увеличение в сравнение с действащата цена с 6.95 лв./1000 nm<sup>3</sup> или с 1.91%. В тази връзка при трансформирането от натурални в енергийни единици, дружеството е приложило коефициент 10.62, изчислен при отчитане на среднопретеглената стойност на висшата калоричност на природния газ от 9128 kcal/nm<sup>3</sup>, калкулирана спрямо денонощните количества, доставяни през II и III тримесечия (летен сезон) на 2013 г., 2014 г., 2015 г. и 2016 г. на действащите входни точки, включващи ГИС „Исакча 1“, ГИС „Негру вода 2, 3“, ГИС „Галата“, ПГХ „Чирен“.

Предложената от дружеството цена за продажба на природен газ на крайните снабдители на природен газ и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа, включва компонента по чл. 17, ал. 6 от НРЦПГ в размер на 7.50 лв./1000 nm<sup>3</sup> и компонента по чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ в размер на 2.42 лв./1000 nm<sup>3</sup>, като не включва цената за пренос на природен газ през газопреносната мрежа в размер на 19.73 лв./1000 nm<sup>3</sup> (без акциз и ДДС).

„Булгаргаз“ ЕАД предлага и цена в размер на 374.45 лв./1000 nm<sup>3</sup> или 35.26 лв./MWh (без акциз и ДДС), по която да продава природен газ на крайните снабдители, направили своите заявки за доставка на природен газ след м. август на съответната година, предхождаща годината на доставка. Цената включва компонента по чл. 17, ал. 6 от НРЦПГ, в размер на 7.50 лв./1000 nm<sup>3</sup>, компонента по чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ в размер на 2.42 лв./1000 nm<sup>3</sup> и компонента по чл. 17, ал. 15 от НРЦПГ в размер на 4.24 лв./1000 nm<sup>3</sup>. Предложената цена не включва цената за пренос на природен газ през газопреносната мрежа в размер на 19.73 лв./1000 nm<sup>3</sup> (без акциз и ДДС). „Булгаргаз“ ЕАД посочва, че тази цена следва да бъде прилагана по отношение на „Овергаз Мрежи“ АД, в качеството му на краен снабдител на природен газ, който е предизвикал допълнителните разходи, съгласно условията на чл. 17, ал. 14 от НРЦПГ, формиращи компонентата по чл. 17, ал. 15 от

Наредбата.

Общественият доставчик е представил доказателства за изпълнение на изискванията на чл. 36а, ал. 1 от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване в средствата за масово осведомяване на предложението си за утвърждаване на цени в едномесечен срок преди подаване в Комисията на заявлението за утвърждаване на цени, а именно: разпечатки от интернет страници на електронни издания на вестници и от интернет страницата на дружеството.

Към заявлението „Булгаргаз“ ЕАД е представило и обосновка на факторите, формиращи цената на природния газ за III тримесечие на 2017 г.

**I. По отношение на предложените за утвърждаване цени за III тримесечие на 2017 г., по които общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдителите на природен газ и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа:**

„Булгаргаз“ ЕАД е подало заявление на основание чл. 17, ал. 2 от НРЦПГ, което е във връзка с тримесечното изменение на условията на търговските договори, по които общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар.

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

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, преди прилагането на цените.

Осреднените стойности на алтернативните горива за III тримесечие на 2017 г. спрямо посочените стойности в заявлението за утвърждаване на цената за II тримесечие на 2017 г. се изменят, както следва:

- за мазут със съдържание на сяра 1% се увеличава с 5.44%;
- за газьол със съдържание на сяра 0.1% се увеличава с 2.96%.

Цените на алтернативните горива бележат увеличение в сравнение със стойностите им, формирали доставните цени за II тримесечие на 2017 г. Тези цени бележат увеличение през м. май 2017 г. в сравнение със същите за м. септември 2016 г., като увеличението за мазут е със 17.48%, а за газьол с 8.08%. Цените на алтернативните горива за м. юни запазват равнището си в сравнение със средномесечните цени на същите горива за м. май, което е отчетено при определяне на очакваните доставни цени за III тримесечие на 2017 г. Влиянието на цените на алтернативните горива е в резултат на договорното условие за индексирание на доставните цени на база цените на същите горива, осреднени за деветмесечен период, предхождащ тяхното прилагане.

2. Цените по договора за доставка на природен газ между ООО „Газпром экспорт“ и „Булгаргаз“ ЕАД са изчислени от дружеството при калоричност 8290 kcal/nm<sup>3</sup>.

Общественият доставчик отбелязва, че калоричността на природния газ оказва влияние върху доставните цени и очакваните й равнища са отчетени в доставните цени на природния газ. За равнищата на калоричност са представени месечни сертификати, удостоверяващи качеството на природния газ за периода от март 2017 г. до май 2017 г. За III тримесечие калоричността е изчислена при отчитане на фактическите стойности на калоричността за същото тримесечие на 2015 г. и на 2016 г., която е около 8300 kcal/nm<sup>3</sup>. Комисията приема, че предложената от „Булгаргаз“ ЕАД калоричност при изчисляване на цената на природния газ е обоснована.

3. 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 (17.04.2017 г.-31.05.2017 г.), е изчислен от дружеството в размер на 1.78265 лв. за 1 щатски долар. Същият, съпоставен с приетия от КЕВР валутен курс на лева към щатския долар за предходния ценови период, намалява с 2.86%. В тази връзка курсът на лева към щатския долар е изчислен съобразно чл. 17, ал. 3 от НРЦПГ.

4. Дружеството е формирало прогнозните количества природен газ по чл. 17, ал. 4 от НРЦПГ за доставка за III тримесечие на 2017 г. въз основа на заявените прогнозни количества от крайните снабдители и клиентите, присъединени към газопреносната мрежа, съгласно представен със заявлението списък. В тази връзка общото заявено от „Булгаргаз“ ЕАД количество за доставка на природен газ за III тримесечие на 2017 г. по договора с ООО „Газпром экспорт“ за внос през газоизмервателни станции ГИС „Исакча 1“ и ГИС „Негру вода 2,3“ е 556 922 000 nm<sup>3</sup>, като същото намалява със 123 101 000 nm<sup>3</sup> спрямо предходното тримесечие.

5. Транзитната такса за транспортиране на природен газ през територията на Република Румъния за Република България за III тримесечие на 2017 г. е прогнозирана от „Булгаргаз“ ЕАД в размер на (...) лв. В приложената обосновка дружеството заявява, че разходите за пренос на природен газ през територията на Румъния се формират съгласно договорите, сключени с „Трансгаз“ С.А., след провеждане на търгове за резервиране на капацитет в междусистемен газопровод Исакча-Негру вода 1. Търговете се провеждат на регионалната платформа за резервиране на капацитет (RBP), при условия и тарифи, одобрени от румънския национален регулаторен орган. Общественият доставчик посочва, че съгласно тържния календар на румънския преносен оператор, търговете за резервиране на годишен и тримесечни капацитети са проведени през м. септември 2016 г., като до 01.10.2017 г. е възможно резервиране единствено на месечни и дневни капацитети. Прогнозните разходи за пренос на природен газ през територията на Република Румъния, които „Булгаргаз“ ЕАД очаква да заплати за III тримесечие на 2017 г. отчитат резервирания годишен капацитет за 2017 г. и прогнозните месечни капацитети за III тримесечие на 2017 г. Предстои участие на заявителя в търгове за резервиране на месечни капацитети за месеците юли, август и септември 2017 г. за междусистемен газопровод Исакча-Негру вода 1, съгласно тържния календар на румънския преносен оператор.

Съгласно чл. 17, ал. 6 от НРЦПГ, върху цената на входа на газопреносните мрежи се изчислява 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 ал. 7 на посочената разпоредба компонентата включва икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала за дейността „обществена доставка“, определени по реда на чл. 10 и чл. 13 от НРЦПГ. При изчисляването на компонентата за дейността „обществена доставка“ са взети предвид утвърдените на дружеството годишни условно-постоянни разходи (УПР) за 2017 г. в размер на 7293 хил. лв. Тези разходи са разпределени пропорционално за всеки от периодите на изменение на цената на природния газ и възлизат на 1823 хил. лв. за всяко тримесечие. Съгласно чл. 17, ал. 10 от НРЦПГ, при изчисляването на компонентата за дейността „обществена доставка“, в прогнозните годишни 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. Съгласно чл. 17, ал. 10, изречение второ от НРЦПГ, разликата между прогнозните и реално отчетените разходи за съхранение се отчита при периодичното изменение на цената на природния газ.

Компонентата за дейността „обществена доставка“ е изчислена, при отчитане на разпределения на обществения доставчик капацитет за съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“ по договор за пренос и съхранение, сключен с „Булгартрансгаз“ ЕАД. Като доказателство заявителят е предоставил Уведомление с изх. № БТГ 24-00-1353-(1) от 28.04.2017 г., видно от което, след прилагане на процедурата по разпределение на свободния твърд капацитет, на „Булгаргаз“ ЕАД е разпределен капацитет за съхранение в размер на (...) млн. м<sup>3</sup>, общо за целия срок на договора – от м. май 2017 г. до м. март 2018 г. В тази връзка графикът за разпределение на количествата по месеци е: за м. май 2017 г. – (...) млн. м<sup>3</sup>; за м. юли 2017 г. – (...) млн. м<sup>3</sup>; за м. август 2017 г. – (...) млн. м<sup>3</sup> и за м. септември 2017 г. – (...) млн. м<sup>3</sup>. Разходите за съхранение на природен газ по окончателния график са общо (...) лв., като за II тримесечие на 2017 г. отчетените разходи

са (...) лв., а прогнозните разходи са: за III тримесечие (...) лв. и за IV тримесечие (...) лв.

При формиране на стойността на компонентата за дейността „обществена доставка“ за II тримесечие на 2017 г. не са включени разходи за съхранение на природен газ по търговския договор. В тази връзка и в резултат на разпределения капацитет на обществения доставчик, разходите за съхранение на природен газ за III тримесечие на 2017 г. възлизат на (...) лв., формирани въз основа на прогнозните разходи за III тримесечие на 2017 г. и отчетените разходи за съхранение, извършени през II тримесечие на 2017 г.

Възвръщаемостта за дейността „обществена доставка“ се преизчислява за всеки период на изменение на цената на природния газ на входа, в зависимост от промяната в стойността на оборотния капитал и на паричните разходи на обществения доставчик. Оборотният капитал за III тримесечие на 2017 г. е в размер на 25 306 хил. лв. и е изчислен като 1/8 от тримесечната сума на разходите за покупка на природен газ, УПР и променливи разходи, намалени със стойността на амортизацията. Съгласно разпоредбата на чл. 13 от НРЦПГ, Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на среднопретеглената цена на капитала. С Решение № Ц-42 от 30.12.2016 г. на КЕВР, на обществения доставчик за 2017 г. е утвърдена среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 8.29%. Регулаторната база на активите за III тримесечие на 2017 г. е в размер на 26 640 хил. лв., а възвръщаемостта на активите за периода е в размер на 2208 хил. лв.

Собственият капитал на „Булгаргаз“ ЕАД към 30.04.2017 г. е в размер на 231 478 хил. лв. Дългосрочните задължения на дружеството са в размер на 19 362 хил. лв., като се формират основно от споразумения за разсрочване на задължения за пренос и съхранение на природен газ към „Булгартрансгаз“ ЕАД. Краткосрочните задължения на дружеството към 30.04.2017 г. са в размер на 56 956 хил. лв. От тях 15 907 хил. лв. са към „Булгартрансгаз“ ЕАД по споразумения за разсрочване на задължения за пренос и съхранение на природен газ и 5100 хил. лв. текущи задължения за пренос и съхранение. „Булгаргаз“ ЕАД дължи на контрагенти 14 286 хил. лв. по договори за доставка на природен газ. Данъчните задължения на дружеството са в размер на 20 187 хил. лв., както и др.

Предложеният размер на компонента за дейността „обществена доставка“ е 7.50 лв./1000 m<sup>3</sup> и представлява 2.0816% от цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа. Предвид утвърдените на обществения доставчик проценти за I и II тримесечия на 2017 г., в годишен аспект компонентата остава в размер до 2.5 на сто, което е в съответствие с допустимия ѝ размер по чл. 17, ал. 6, изречение първо от НРЦПГ.

Съгласно чл. 17, ал. 12 от НРЦПГ, при утвърждаване на периодичните изменения на цените, при установяване на разлика между прогнозните и отчетните разходи за доставка на природен газ на входа на газопреносната мрежа от предходен ценови период, цените могат да бъдат изменени с тази разлика през следващи ценови периоди. Въз основа на предоставените отчетни данни се установи отрицателна разлика между прогнозните и отчетните разходи за доставка на природен газ на входа на газопреносната мрежа за I тримесечие на 2017 г. в размер на -50 млн. лв. Предвид данните от представените фактури за извършени през месеците април и май 2017 г. разходи и прогнозните разходи за месец юни 2017 г., за II тримесечие на 2017 г. се очаква положителна разлика, чийто точен размер може да се установи след представяне на отчетни данни за месец юни 2017 г. С оглед изложеното, Комисията може да измени цените с установената разлика между прогнозните и отчетните разходи за доставка на природен газ на входа на газопреносната мрежа от предходен ценови период през следващи ценови периоди.

## **II. По отношение на компонентата за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото:**

По силата на чл. 35 от ЗЕ, енергийните предприятия имат право да предявят искане за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защитата на околната среда и

енергийната ефективност. Признатите от Комисията разходи на енергийните предприятия, произтичащи от наложени им задължения към обществото следва да се компенсират чрез цените, които заплащат всички клиенти, по недискриминационен и прозрачен начин (чл. 11 от НРЦПГ).

Съгласно чл. 11а, ал. 1 от НРЦПГ, когато задължение към обществото е наложено на повече от едно енергийно предприятие, произтичащите от това задължение разходи се компенсират на съответните енергийни предприятия пропорционално на частта от наложеното им задължение към обществото чрез цените, които се заплащат от техните клиенти. В този случай, признатите от Комисията разходи се определят като отделна компонента в утвърдената цена на съответното енергийно предприятие и се възстановяват от неговите клиенти и/или от крайните снабдители на природен газ, с които има сключен договор за доставка, въз основа на тяхното измерено потребление – чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ. Чл. 11а, ал. 4 от НРЦПГ предвижда коригиране на компонентата за всеки следващ ценови период в рамките на регулаторния период.

С подаденото заявление „Булгаргаз“ ЕАД предлага в цената на природния газ за III тримесечие на 2017 г. да бъде включена компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, в размер на 2.42 лв./1000 nm<sup>3</sup>. Искането е свързано с изпълнението на наложени на дружеството задължения, произтичащи от Плана за действие при извънредни ситуации, съгласно Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и на Съвета относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ, одобрен от Министъра на енергетиката (Плана). В тази връзка дружеството е приложило: План за действие при извънредни ситуации, утвърден от Министъра на енергетиката; споразумение от 12.07.2016 г., сключено между „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД; споразумение от 15.05.2017 г., сключено между „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД; график за съхранение на природен газ през 2017 г. по Плана, съдържащ прогнозни и отразени отчетни данни за реализирани и нагнетени количества природен газ в ПГХ „Чирен“ и заплатени суми за тяхното съхранение; писмо с изх. № БТГ-24-00-1035/1/ от 23.03.2017 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за осигурен на „Булгаргаз“ ЕАД капацитет за нагнетяване на природен газ в ПГХ „Чирен“ по Плана. Представени са актове за нагнетяване, съхранение и добив на количества природен газ и стойност на услугата по съхранение за м. март, м. април и м. май 2017 г. В тази връзка общественят доставчик е приложил и следните доказателства за извършените разходи: фактура от „Булгартрансгаз“ ЕАД № 0000503070 от 04.04.2017 г., ведно с платежно нареждане за плащане на суми по тази фактура; споразумение за прихващане № 646 от 10.04.2017 г.; фактура от „Булгартрансгаз“ ЕАД № 0000500847 от 05.05.2017 г., ведно с платежно нареждане за плащане на суми по тази фактура; фактура от „Булгартрансгаз“ ЕАД № 0000500848 от 11.05.2017 г., ведно с платежно нареждане за плащане на суми по тази фактура и фактура от „Булгартрансгаз“ ЕАД № 0000500862 от 05.06.2017 г., ведно с платежно нареждане за плащане на суми по тази фактура.

Планът за действие при извънредни ситуации съдържа описание на мерките, които трябва да бъдат предприети от страна на оператора на газопреносната мрежа „Булгартрансгаз“ ЕАД в сътрудничество с предприятията за газ, големите промишлени клиенти, асоциациите на потребителите и под контрола на Министерството на енергетиката за отстраняване или смекчаване на въздействието от прекъсване на доставките на газ за страната и региона. На основание чл. 72а от Закона за енергетиката и Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и на Съвета относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ, със заповед на Министъра на енергетиката е одобрен План за действие при извънредни ситуации. Съгласно т. 3.5 от същия, предприятията, които доставят природен газ на клиенти с неравномерно потребление (в т.ч. топлофикационни дружества и крайни снабдители) са длъжни да осигуряват количества природен газ за компенсиране на неравномерността в потреблението на своите клиенти. В изпълнение на т. 3.5.2 от Плана, предприятията за природен газ са длъжни да поддържат в началото на зимния сезон в ПГХ „Чирен“

природен газ с индикативен обем общо 290 млн. м<sup>3</sup>. Общественият доставчик попада в кръга на предприятията за природен газ по т. 3.5.1, които имат задължения, произтичащи от Плана и които носят отговорност за сигурността на доставките (арг. от т. 1.6.4 и т. 3.1 от Плана). Съгласно т. 3.5.8 от Плана, разходите на предприятията за поддържане на запаса от природен газ по т. 3.5.1 се възстановяват чрез цените на лицензионните услуги по реда на чл. 35 от ЗЕ. Общественият доставчик предвижда за 2017 г. количеството природен газ, изчислено съгласно т. 3.5.1 на Плана, да бъде в размер на (...) млн. м<sup>3</sup>, представляващ обем 20% от годишните заявки за доставка от топлофикационни дружества и крайни снабдители. Съгласно т. 3.9 от Плана, „Булгаргаз“ ЕАД ще заплаща съхранението на тези количества по регулирани цени.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е уведомило „Булгаргаз“ ЕАД за осигурен капацитет за нагнетяване на заявените количества по месеци в ПГХ „Чирен“ за газова година 2017-2018 г., в изпълнение на Плана (писмо с изх. № БТГ-24-00-1035/1/ от 23.03.2017 г.). Видно от програмата за нагнетяване на количества природен газ в съответствие с Плана, представляваща Приложение № 1 към Споразумение № БТГ 2863 от 11.05.2017 г., сключено между „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД, количествата по месеци за 2017 г. са, както следва: м. април – (...) хил. м<sup>3</sup>, м. май – (...) хил. м<sup>3</sup>; м. юни – (...) хил. м<sup>3</sup>, м. юли – (...) хил. м<sup>3</sup>; м. август – (...) хил. м<sup>3</sup>.

Определянето на компонентата по чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ при утвърждаване на цените на обществения доставчик за II тримесечие на 2017 г. е въз основа на предварителен график за прогнозните количества природен газ за нагнетяване и добив. В тази връзка, при изчисляване на компонентата за III тримесечие на 2017 г. за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, е отчетена разликата между прогнозните и отчетените количества природен газ съгласно окончателната програма за съхранение по Плана, както и стойността на отчетените разходи за съхранение в ПГХ „Чирен“.

С оглед горното, предложената от „Булгаргаз“ ЕАД компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, в размер на 2.42 лв./1000 nm<sup>3</sup>, е обоснована.

**Въз основа на извършения анализ на данните от подаденото заявление и предоставените документи и обосновки, Комисията приема:**

Въз основа на гореизложеното, разходите за закупуване на природен газ по договора за внос за вътрешния пазар, с включени транзитни такси през територията на Република Румъния възлизат на 200 653 148 лв.

Цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа е в размер на 360.29 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 III тримесечие на 2017 г.:

$$200\,653\,148 \div 556\,922 = 360.29 \text{ лв./1000 nm}^3$$

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“ в размер на 7.50 лв./1000 nm<sup>3</sup> или 2.0816% от цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа:

$$360.29 + 7.50 = 367.79 \text{ лв./1000 nm}^3$$

В съответствие с чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ, към горепосочената цената за III тримесечие на 2017 г., по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа се прибавя и компонента в размер на 2.42 лв./1000 nm<sup>3</sup>.

$$367.79 + 2.42 = 370.21 \text{ лв./1000 nm}^3 \text{ (34.86 лв./MWh)}$$

Въз основа на предоставените данни и документи и след направените изчисления, цената за III тримесечие на 2017 г., по която общественият доставчик следва да продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа, е в размер на 370.21 лв./1000 nm<sup>3</sup> или 34.86 лв./MWh (без акциз и ДДС).



При превръщането на цената за енергийни единици е приложен коефициент 10.62, изчислен при отчитане на среднопретеглената стойност на висшата калоричност на природния газ от 9128 kcal/nm<sup>3</sup>. Тази стойност е калкулирана спрямо денонощните количества, доставяни през II и III тримесечия (летен сезон) на 2013 г., 2014 г., 2015 г. и 2016 г. на действащите входни точки, включващи ГИС „Исакча 1“, ГИС „Негру вода 2, 3“, ГИС „Галата“, ПГХ „Чирен“. Този подход е обоснован предвид разликите в калоричността на доставяния природен газ през посочения период, за което заявителят е приложил справка с отчетни данни за висшата калоричност за периода 01.01.2013 г. - 31.12.2016 г., в т.ч. по месеци, тримесечия, сезони и средногодишна калоричност за всяка година, осреднена за периода 2013-2016 г. по тримесечия, както и осреднена калоричност за периода 2013-2016 г. по сезони.

В горепосочената цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдителите на природен газ и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа, не е включена цената за пренос през газопреносната мрежа. В тази връзка, през III тримесечие на 2017 г. към цената на обществения доставчик следва да се добавя цената за пренос на природен газ през газопреносната мрежа в размер на 19.73 лв./1000 nm<sup>3</sup> (без акциз и ДДС) до определяне на цени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Клиентите, присъединени към мрежа ниско налягане, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, освен цената на обществения доставчик и цена за пренос на природен газ през газопреносната мрежа, заплащат и цена за пренос на природен газ в размер на 7.72 лв./1000 nm<sup>3</sup> (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.

### **III. По отношение на компонентата за компенсиране на допълнителни разходи за обществения доставчик:**

Съгласно чл. 17, ал. 14 от НРЦПГ допълнителните разходи за обществения доставчик, възникнали в резултат на доставка през съответната година на количества природен газ, заявени от крайни снабдителите след м. август на годината, предхождаща годината на доставка, се заплащат от предизвикалите ги лица. Признатите от Комисията разходи по ал. 14 формират отделна компонента в утвърдената цена на обществения доставчик за съответния ценови период. На основание чл. 17, ал. 16 от НРЦПГ, компонентата се образува въз основа на отчетения размер на допълнителните разходи.

Общественият доставчик може да предяви искане за признаване и компенсиране на допълнителните разходи със заявлението по чл. 32 за утвърждаване на цени за съответния ценови период, към което прилага и необходимите доказателства за размера на тези разходи (чл. 17, ал. 7 от НРЦПГ).

Във връзка със съдържанието се в подаденото заявление от „Булгаргаз“ ЕАД предложение за формиране на компонента съгласно чл. 17, ал. 15 от НРЦПГ по отношение на крайния снабдител „Овергаз Мрежи“ АД, който е предизвикал допълнителни разходи съгласно чл. 17, ал. 14 от НРЦПГ, заявителят посочва следното:

Съгласно договора за доставка на природен газ, клиентите представят годишните си програми до 1 септември на годината, предхождаща годината на доставка. „Булгаргаз“ ЕАД е резервирал капацитети за пренос на природен газ през Република Румъния за газова година 2016-2017 г. при отчитане на данните от годишните програми на клиентите, направили своите заявки до изтичане на този срок. На 30.12.2016 г. „Булгаргаз“ ЕАД е сключило с „Овергаз Мрежи“ АД Договор № 494-2013 г. за доставка на природен газ, считано от 01.01.2017 г. За осигуряване на преноса през Република Румъния на договорените на 30.12.2016 г. с крайния снабдител количества природен газ за доставка през 2017 г., общественият доставчик е резервирал допълнително необходимия за съответния месец капацитет, за което се извършват допълнителни разходи. В тази връзка, заявителят посочва, че допълнителни разходи за пренос на природен газ през територията

на Република Румъния за м. март, м. април и м. май 2017 г., предизвикани от „Овергаз Мрежи“ АД и заплатени от „Булгаргаз“ ЕАД, възлизат на (...) лв.

За м. март 2017 г. заплатените от обществения доставчик допълнителни разходи възлизат общо на (...) лв. От тази сума, разходи в размер на (...) лв. са формирани в резултат на допълнително резервиран от „Булгаргаз“ ЕАД месечен капацитет за пренос през територията на Румъния. От тях (...) лв. са за клиенти, представили своите годишни програми до 1 септември на годината, предхождаща тази доставката. Разликата до заплатената сума в размер на (...) лв. се дължи на резервиран допълнителен капацитет за крайния снабдител „Овергаз Мрежи“ АД, представил своята годишна програма след месец август на годината, предхождаща тази на доставката. Разходите за превишен резервиран капацитет за пренос на природен газ през територията на Република Румъния са в размер на (...) лв., като от тях (...) лв. са за превишен капацитет от клиенти, представили своите годишни програми до 1 септември на годината, предхождаща тази на доставката. Разликата до общо заплатената сума за превишен капацитет в размер на (...) лв. се дължи на доставени количества природен газ за крайния снабдител „Овергаз Мрежи“ АД, заявени за доставка след месец август на годината, предхождаща тази на доставката. За м. март 2017 г. „Овергаз Мрежи“ АД е заплатило на „Булгаргаз“ ЕАД част от тези допълнителни разходи, които по издадени фактури за доставени (...) хм<sup>3</sup> количества природен газ през същия месец, възлизат на (...) лв. Този заплатен допълнителен разход за резервиран и превишен капацитет е изчислен, като доставеното количество е умножено по калкулирания от „Булгаргаз“ ЕАД пренос през Република Румъния в размер на (...) лв./хм<sup>3</sup>. Отчитайки изложеното, допълнителните разходи, възникнали по смисъла на чл. 17, ал. 14 от НРЦПГ за м. март 2017 г. възлизат на (...) лв.

„Булгаргаз“ ЕАД е приложило следните доказателства за допълнителните разходи, възникнали през м. март 2017 г.: копие на договор за пренос на природен газ, сключен след провеждане на търг за резервиране на капацитет в междусистемен газопровод Исака-Негру Вода 1 № 13-09013404 от 20.02.2017 г.; фактури, издадени от „Трансгаз“ АД - № 20170026 от 24.02.2017 г. и № 20170027 от 24.02.2017 г.; детайли на трансакцията по фактура № 20170026 от 24.02.2017 г., № 20170027 от 24.02.2017 г.; протокол за измереното количество енергия на Исака 1 за м. март 2017 г.; протокол за измереното количество енергия на Негру Вода 1 за м. март 2017 г.; разчет за допълнително резервиран капацитет за м. март в междусистемен газопровод Исака-Негру Вода 1; разчет за резервиран и превишен резервиран капацитет в точка Исака; разчет за резервиран и превишен резервиран капацитет в точка Негру Вода; фактура № 20170007 от 07.04.2017 г., издадена от „Трансгаз“ АД; детайли на трансакцията по фактура № 20170007 от 07.04.2017 г.; месечен акт за доставен природен газ на „Овергаз Мрежи“ АД през м. март 2017 г.

За м. април 2017 г. допълнителните разходи, заплатени от „Булгаргаз“ ЕАД възлизат общо на (...) лв., като са в резултат на заплатени (...) лв. за допълнително резервиран от „Булгаргаз“ ЕАД месечен капацитет за пренос през територията на Република Румъния на природен газ за крайния снабдител „Овергаз Мрежи“ АД и (...) лв. за превишен резервиран капацитет за пренос на природен газ през територията на Република Румъния. От разходите за превишен капацитет (...) лв. са за превишен капацитет от клиенти, представили своите годишни програми до 1 септември на годината, предхождаща тази на доставката. Разликата до общо заплатената сума за превишен капацитет в размер на (...) лв. се дължи на доставени количества природен газ за крайния снабдител „Овергаз Мрежи“ АД, заявени за доставка след месец август на годината, предхождаща тази на доставката. За м. април 2017 г. „Овергаз Мрежи“ АД е заплатило на „Булгаргаз“ ЕАД част от допълнителните разходи, които по издадени фактури за доставени през същия месец (...) хм<sup>3</sup> количества природен газ, възлизат на (...) лв. Този заплатен допълнителен разход за резервиран и превишен капацитет е изчислен, като доставеното количество е умножено по калкулирания от „Булгаргаз“ ЕАД пренос през Република Румъния в размер на (...) лв./хм<sup>3</sup>. Отчитайки изложеното, допълнителните

разходи, възникнали по смисъла на чл. 17, ал. 14 от НРЦПГ за м. април 2017 г. възлизат на (...) лв.

„Булгаргаз“ ЕАД е приложило следните доказателства за допълнителните разходи, възникнали през м. април 2017 г.: копие на договор за пренос на природен газ, сключен след провеждане на търг за резервиране на капацитет в междусистемен газопровод Исакча-Негру Вода 1 № 11-09500995/20.03.2017 г.; фактури, издадени от „Трансгаз“ АД - № 20170042 от 24.03.2017 г., № 20170043 от 24.03.2017 г. и № 20170044 от 24.03.2017 г.; детайли на трансакцията по фактура № 20170042 от 24.03.2017 г., № 20170043 от 24.03.2017 г., № 20170044 от 24.03.2017 г.; разчет за допълнително резервиран капацитет за м. април в междусистемен газопровод Исакча-Негру Вода 1; протокол за измереното количество енергия на Исакча 1 за м. април 2017 г.; протокол за измереното количество енергия на Негру Вода 1 за м. април 2017 г.; фактура № 20170009 от 05.05.2017 г., издадена от „Трансгаз“ АД; разчет за резервиран и превишен резервиран капацитет в точка Исакча; разчет за резервиран и превишен резервиран капацитет в точка Негру Вода; детайли на трансакцията по фактура № 20170009 от 05.05.2017 г.; месечен акт за доставен природен газ на „Овергаз Мрежи“ АД през м. април 2017 г.

За м. май 2017 г. допълнителните разходи, заплатени от „Булгаргаз“ ЕАД, възлизат общо на (...) лв. и са в резултат на заплатени: (...) лв. за допълнително резервиран от „Булгаргаз“ ЕАД месечен капацитет за пренос на природен газ през територията на Република Румъния и (...) лв. за превишен резервиран капацитет за пренос на природен газ през територията на Република Румъния. От разходите за допълнително резервиран от „Булгаргаз“ ЕАД месечен капацитет за пренос на природен газ (...) лв. са за клиенти, представили своите годишни програми до 1 септември на годината, предхождаща тази доставката, като разликата до заплатената сума в размер на (...) лв. се дължи на резервиран за крайния снабдител „Овергаз Мрежи“ АД капацитет, представил своята годишна програма след месец август на годината, предхождаща тази на доставката. От разходите за превишен резервиран капацитет за пренос на природен газ (...) лв. са за превишен капацитет от клиенти, представили своите годишни програми до 1 септември на годината, предхождаща тази на доставката, като разликата до общо заплатената сума за превишен капацитет в размер на (...) лв. се дължи на доставени количества природен газ за крайния снабдител „Овергаз Мрежи“ АД, заявени за доставка след месец август на годината, предхождаща тази на доставката. За м. май 2017 г. „Овергаз Мрежи“ АД е заплатило на „Булгаргаз“ ЕАД част от допълнителните разходи за резервиран от „Булгаргаз“ ЕАД за крайния снабдител допълнителен капацитет и превишен капацитет, които по издадени фактури за доставени през същия месец количества (...) хм<sup>3</sup> природен газ, възлизат на (...) лв. Този заплатен разход за допълнително резервиран и превишен капацитет е изчислен, като доставеното количество е умножено по калкулирания от „Булгаргаз“ ЕАД пренос през Република Румъния в размер на (...) лв./хм<sup>3</sup>. Отчитайки изложеното, допълнителните разходи, възникнали по смисъла на чл. 17, ал. 14 от НРЦПГ за м. май 2017 г. възлизат на (...) лв.

„Булгаргаз“ ЕАД е приложило следните доказателства за допълнителните разходи, възникнали през м. май 2017 г.: копие на договор за пренос на природен газ, сключен след провеждане на търг за резервиране на капацитет в междусистемен газопровод Исакча-Негру Вода 1 № 11-09960783 от 18.04.2017 г.; фактури от „Трансгаз“ АД - № 20170057 от 25.04.2017 г., № 20170058 от 25.04.2017 г., № 20170059 от 24.03.2017 г.; детайли на трансакцията по фактура № 20170057 от 25.04.2017 г., № 20170058 от 25.04.2017 г., № 20170059 от 24.03.2017 г.; разчет за допълнително резервиран капацитет за м. май 2017 г. в междусистемен газопровод Исакча-Негру Вода 1; протокол за измереното количество енергия на Исакча 1 за м. май 2017 г.; протокол за измереното количество енергия на Негру Вода 1 за м. май 2017 г.; фактура от „Трансгаз“ АД № 20170011 от 05.06.2017 г.; разчет за резервиран и превишен резервиран капацитет в точка Исакча; разчет за резервиран и превишен резервиран капацитет в точка Негру Вода; детайли на трансакцията по фактура № 20170011 от 05.06.2017 г.; месечен акт за доставен природен

газ на „Овергаз Мрежи“ АД през м. май 2017 г.

Предвид горното, компонентата по чл. 17, ал. 15 от НРЦПГ в размер на 4.24 лв./1000 nm<sup>3</sup>, е формирана при отчитане на договорените за доставка за „Овергаз Мрежи“ АД (по годишна програма) количества природен газ за III тримесечие на 2017 г. в размер на (...) хм<sup>3</sup> и допълнителните разходи за обществения доставчик за м. март, м. април и м. май 2017 г., които възлизат общо на (...) лв.

Посочената компонента, формирана въз основа на допълнителни за обществения доставчик разходи, възникнали в резултат на доставка през съответната година на количества природен газ, заявени от „Овергаз Мрежи“ АД след месец август на годината, предхождаща годината на доставка, следва да се включи към изчислената цена за III тримесечие на 2017 г., по която общественият доставчик да продава природен газ на този краен снабдител на природен газ:

$$370.21 + 4.24 = 374.45 \text{ лв./1000 nm}^3 \text{ (35.26 лв./MWh)}$$

Съгласно чл. 17, ал. 14 от НРЦПГ тези допълнителни за обществения доставчик разходи се заплащат от предизвикалите ги лица, в случая от „Овергаз Мрежи“ АД. В тази връзка и по аргумент от чл. 10, ал. 4 от НРЦПГ, компонентата, формирана въз основа на тези разходи не следва да бъде включвана в цените за продажба на природен газ от крайния снабдител на клиентите, присъединени към газоразпределителните мрежи на „Овергаз Мрежи“ АД, съответно заплащана от клиентите на дружеството.

#### **Изказвания по т.1:**

Докладва Р. Тахир. След анализ на заявлението на „Булгаргаз“ ЕАД с вх. № Е-15-20-27 от 09.06.2017 г., е изготвен доклад с вх. № Е-Дк-395 от 14.06.2017 г. Докладът е разгледан от Комисията на 19.06.2017 г. и по него е имало определени забележки, които са отразени преди публикуването на доклада. На 27.06.2017 г. е проведено открито заседание. Представителите на „Булгаргаз“ ЕАД нямат забележки по доклада и не е внесено становище. След оповестяване на доклада на страницата на Комисията в интернет, е постъпило възражение с вх. № Е-110-00-7 от 21.06.2017 г. от инж. Огнян Винаров. Изложени са възражения срещу искането на „Булгаргаз“ ЕАД за повишаване на цената. Посочени са твърдения, които не се отнасят към настоящето административно производство, а касаят по-предишни решения. Проектът на решение отразява доклада. Оформен е и диспозитивът. Няма корекции в цифрите. Предвид гореизложеното, работната група предлага на Комисията да вземе следните решения:

*I. Утвърждава, считано от 01.07.2017 г.:*

*1. Цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдител на природен газ и на клиентите, присъединени към газопреносната мрежа, в размер на 370.21 лв./1000 nm<sup>3</sup> или 34.86 лв./MWh (без акциз и ДДС);*

*2. Цена, по която общественият доставчик продава природен газ на клиенти, присъединени към мрежа ниско налягане, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в размер на 377.93 лв./1000 nm<sup>3</sup> или 35.59 лв./MWh (без акциз и ДДС);*

*3. Цена, по която общественият доставчик продава природен газ на „Овергаз Мрежи“ АД, в качеството му на краен снабдител на природен газ, в размер на 374.45 лв./1000 nm<sup>3</sup> или 35.26 лв./MWh (без акциз и ДДС), в т.ч. компонента по чл. 17, ал. 15 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ в размер на 4.24 лв./1000 nm<sup>3</sup>.*

*3.1. Клиентите на „Овергаз Мрежи“ АД, в качеството му на краен снабдител на природен газ, заплащат цени за продажба на природен газ от краен снабдител, в които не е включена компонента по т. 3 в размер на 4.24 лв./1000 nm<sup>3</sup>.*

*4. Цени за продажба на природен газ от крайните снабдител на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи (изброени са в табличен вид).*

*II. До определяне на цени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“*

ЕАД, клиентите по т. I.1. и т. I.2. заплащат на „Булгаргаз“ ЕАД цена за пренос през газопреносната мрежа в размер на 19.73 лв./1000 m<sup>3</sup>. „Булгаргаз“ ЕАД превежда събраните суми на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

III. До определяне на цени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, клиентите по т. I.4. заплащат на крайните снабдители цена за пренос през газопреносната мрежа в размер на 19.73 лв./1000 m<sup>3</sup>. Крайните снабдители превеждат събраните суми на „Булгаргаз“ ЕАД, което от своя страна ги превежда на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Решението подлежи на обжалване в 14 (четиринадесет) дневен срок пред Административен съд – София град.

И. Иванов каза, че цялата процедура е измината в съответствие със закона и нормативните документи. По време на проведеното открито заседание заявителят е приел доклада и проекта на решение без възражение. Има само едно възражение, което е от инж. Огнян Винаров, но то е несъотносимо към настоящото ценово решение.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 7 и т. 8, и чл. 35 от Закона за енергетиката, чл. 11а, 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:

I. Утвърждава, считано от 01.07.2017 г.:

1. Цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на клиентите, присъединени към газопреносната мрежа, в размер на 370.21 лв./1000 m<sup>3</sup> или 34.86 лв./MWh (без акциз и ДДС);

2. Цена, по която общественият доставчик продава природен газ на клиенти, присъединени към мрежа ниско налягане, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в размер на 377.93 лв./1000 m<sup>3</sup> или 35.59 лв./MWh (без акциз и ДДС);

3. Цена, по която общественият доставчик продава природен газ на „Овергаз Мрежи“ АД, в качеството му на краен снабдител на природен газ, в размер на 374.45 лв./1000 m<sup>3</sup> или 35.26 лв./MWh (без акциз и ДДС), в т.ч. компонента по чл. 17, ал. 15 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ в размер на 4.24 лв./1000 m<sup>3</sup>.

3.1. Клиентите на „Овергаз Мрежи“ АД, в качеството му на краен снабдител на природен газ, заплащат цени за продажба на природен газ от краен снабдител, в които не е включена компонента по т. 3 в размер на 4.24 лв./1000 m<sup>3</sup>.

4. Цени за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи:

| № | Енергийни предприятия                                                             | Предельни 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 Банка и община Божурище |                                                                                                                                                                                                                                 |            |                                              |            |                                            | 615.77                  | 57.98      | 2.81                                       |
|   | до 5000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                |                                                                                                                                                                                                                                 |            | 615.77                                       | 57.98      | 2.81                                       |                         |            |                                            |
|   | до 50 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                              | 512.62                                                                                                                                                                                                                          | 48.27      | 598.14                                       | 56.32      |                                            |                         |            |                                            |
|   | до 100 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                             | 506.23                                                                                                                                                                                                                          | 47.67      | 589.55                                       | 55.51      |                                            |                         |            |                                            |
|   | до 200 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                             | 499.83                                                                                                                                                                                                                          | 47.06      | 580.95                                       | 54.70      |                                            |                         |            |                                            |
|   | до 400 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                             | 493.41                                                                                                                                                                                                                          | 46.46      | 572.33                                       | 53.89      |                                            |                         |            |                                            |
|   | до 600 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                             | 489.64                                                                                                                                                                                                                          | 46.11      | 567.28                                       | 53.42      |                                            |                         |            |                                            |
|   | до 800 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                             | 486.96                                                                                                                                                                                                                          | 45.85      | 563.67                                       | 53.08      |                                            |                         |            |                                            |
|   | до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                           | 484.87                                                                                                                                                                                                                          | 45.66      | 560.87                                       | 52.81      |                                            |                         |            |                                            |
|   | до 5 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл./над 1 000 000                             | 469.29                                                                                                                                                                                                                          | 44.19      | 540.18                                       | 50.86      |                                            |                         |            |                                            |

|   |                                                                                                                                                                                                                                                         |        |       |        |       |      |        |       |      |
|---|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|-------|--------|-------|------|--------|-------|------|
|   | м³/год., вкл.                                                                                                                                                                                                                                           |        |       |        |       |      |        |       |      |
|   | над 5 000 000 м³/год.                                                                                                                                                                                                                                   | 462.91 | 43.59 |        |       |      |        |       |      |
|   | метанстанции до 400 000 м³/год., вкл.                                                                                                                                                                                                                   |        |       | 485.79 | 45.74 |      |        |       |      |
|   | метанстанции до 1 000 000 м³/год., вкл.                                                                                                                                                                                                                 |        |       | 475.01 | 44.73 |      |        |       |      |
| 2 | метанстанции над 1 000 000 м³/год., вкл.                                                                                                                                                                                                                |        |       | 455.53 | 42.89 |      |        |       |      |
|   | "Овергаз Мрежи" АД за обособена територия „Дунав“ и общините: Русе, Горна Оряховица, Велико Търново, Лясковец, Попово, Разград, Исперих, Ловеч, Павликени и Левски                                                                                      |        |       |        |       |      | 604.86 | 56.95 | 2.82 |
|   | до 5000 м³/год., вкл.                                                                                                                                                                                                                                   |        |       | 604.86 | 56.95 | 2.82 |        |       |      |
|   | до 50 000 м³/год., вкл.                                                                                                                                                                                                                                 | 545.65 | 51.38 | 585.16 | 55.10 |      |        |       |      |
|   | до 100 000 м³/год., вкл.                                                                                                                                                                                                                                | 534.90 | 50.37 | 578.01 | 54.43 |      |        |       |      |
|   | до 200 000 м³/год., вкл.                                                                                                                                                                                                                                | 524.15 | 49.35 | 570.86 | 53.75 |      |        |       |      |
|   | до 400 000 м³/год., вкл.                                                                                                                                                                                                                                | 513.39 | 48.34 | 563.70 | 53.08 |      |        |       |      |
|   | до 600 000 м³/год., вкл.                                                                                                                                                                                                                                | 507.10 | 47.75 | 559.51 | 52.68 |      |        |       |      |
|   | до 800 000 м³/год., вкл.                                                                                                                                                                                                                                | 502.62 | 47.33 | 556.52 | 52.40 |      |        |       |      |
|   | до 1 000 000 м³/год., вкл.                                                                                                                                                                                                                              | 499.14 | 47.00 | 554.20 | 52.18 |      |        |       |      |
|   | до 5 000 000 м³/год., вкл.                                                                                                                                                                                                                              | 473.83 | 44.62 | 537.25 | 50.59 |      |        |       |      |
|   | до 10 000 000 м³/год., вкл.                                                                                                                                                                                                                             | 462.63 | 43.56 | 529.64 | 49.87 |      |        |       |      |
|   | над 10 000 000 м³/год.                                                                                                                                                                                                                                  | 455.87 | 42.93 | 524.99 | 49.43 |      |        |       |      |
|   | метанстанции до 400 000 м³/год., вкл.                                                                                                                                                                                                                   |        |       | 503.47 | 47.41 |      |        |       |      |
|   | метанстанции до 1 000 000 м³/год., вкл.                                                                                                                                                                                                                 |        |       | 487.12 | 45.87 |      |        |       |      |
|   | метанстанции над 1 000 000 м³/год., вкл.                                                                                                                                                                                                                |        |       | 458.12 | 43.14 |      |        |       |      |
| 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 |        |       |        |       |      | 634.22 | 59.72 | 3.44 |
|   | до 5000 м³/год., (до 52 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                       |        |       | 634.22 | 59.72 | 3.44 |        |       |      |
|   | до 50 000 м³/год., (до 523 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                    | 549.13 | 51.71 | 613.38 | 57.76 |      |        |       |      |
|   | до 100 000 м³/год., (до 1047 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                  | 537.62 | 50.62 | 606.10 | 57.07 |      |        |       |      |
|   | до 200 000 м³/год., (до 2093 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                  | 526.09 | 49.54 | 598.80 | 56.38 |      |        |       |      |
|   | до 400 000 м³/год., (до 4186 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                  | 514.52 | 48.45 | 591.46 | 55.69 |      |        |       |      |
|   | до 600 000 м³/год., (до 6279 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                  | 507.71 | 47.81 | 587.13 | 55.29 |      |        |       |      |
|   | до 800 000 м³/год., (до 8372 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                  | 502.87 | 47.35 | 584.04 | 54.99 |      |        |       |      |
|   | до 1 000 000 м³/год., (до 10 465 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                              | 499.09 | 47.00 | 581.62 | 54.77 |      |        |       |      |
|   | до 2 000 000 м³/год., (до 20 930 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                              | 487.23 | 45.88 | 573.99 | 54.05 |      |        |       |      |
|   | до 3 000 000 м³/год., (до 31 395 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                              | 480.13 | 45.21 | 569.36 | 53.61 |      |        |       |      |
|   | до 4 000 000 м³/год., (до 41 860 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                              | 474.98 | 44.73 | 565.96 | 53.29 |      |        |       |      |
|   | до 5 000 000 м³/год., (до 52 326 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                              | 470.90 | 44.34 | 563.24 | 53.04 |      |        |       |      |
|   | до 7 000 000 м³/год., (до 73 256 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                              | 464.57 | 43.74 | 558.97 | 52.63 |      |        |       |      |
|   | до 10 000 000 м³/год., (до 104 651 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                            | 457.51 | 43.08 | 554.09 | 52.17 |      |        |       |      |
|   | над 10 000 000 м³/год. (над 104 651 MWh)                                                                                                                                                                                                                | 448.90 | 42.27 | 547.95 | 51.60 |      |        |       |      |
|   | метанстанции до 400 000 м³/год., (до 4186 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                     |        |       | 500.37 | 47.12 |      |        |       |      |
|   | метанстанции до 1 000 000 м³/год., (до 10 465 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                 |        |       | 489.09 | 46.05 |      |        |       |      |
|   | метанстанции над 1 000 000 м³/год. (над 10 465 MWh)                                                                                                                                                                                                     |        |       | 468.18 | 44.08 |      |        |       |      |
| 4 | "Овергаз Мрежи" АД за общините: Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог                                                                                                                                                                     |        |       |        |       |      | 633.11 | 59.61 | 3.01 |
|   | до 5000 м³/год., (до 52 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                       |        |       | 633.11 | 59.61 | 3.01 |        |       |      |
|   | до 50 000 м³/год., (до 523 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                    | 548.87 | 51.68 | 615.31 | 57.94 |      |        |       |      |
|   | до 100 000 м³/год., (до 1047 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                  | 537.31 | 50.59 | 602.78 | 56.76 |      |        |       |      |
|   | до 200 000 м³/год., (до 2093 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                  | 525.73 | 49.50 | 590.23 | 55.58 |      |        |       |      |
|   | до 400 000 м³/год., (до 4186 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                  | 514.05 | 48.40 | 577.58 | 54.39 |      |        |       |      |
|   | до 600 000 м³/год., (до 6279 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                  | 507.16 | 47.76 | 570.12 | 53.68 |      |        |       |      |
|   | до 800 000 м³/год., (до 8372 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                  | 502.21 | 47.29 | 564.78 | 53.18 |      |        |       |      |
|   | до 1 000 000 м³/год., (до 10 465 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                              | 498.33 | 46.92 | 560.59 | 52.79 |      |        |       |      |
|   | до 2 000 000 м³/год., (до 20 930 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                              | 486.00 | 45.76 | 547.28 | 51.53 |      |        |       |      |
|   | до 3 000 000 м³/год., (до 31 395 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                              | 478.42 | 45.05 | 539.15 | 50.77 |      |        |       |      |
|   | до 4 000 000 м³/год., (до 41 860 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                              | 472.82 | 44.52 | 533.14 | 50.20 |      |        |       |      |
|   | до 5 000 000 м³/год., (до 52 326 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                              | 468.27 | 44.09 | 528.28 | 49.74 |      |        |       |      |
|   | до 7 000 000 м³/год., (до 73 256 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                              | 461.02 | 43.41 | 520.56 | 49.02 |      |        |       |      |
|   | до 10 000 000 м³/год., (до 104 651 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                            | 455.09 | 42.85 | 514.14 | 48.41 |      |        |       |      |
|   | над 10 000 000 м³/год. (над 104 651 MWh)                                                                                                                                                                                                                | 448.36 | 42.22 | 506.84 | 47.73 |      |        |       |      |
|   | метанстанции до 400 000 м³/год., (до 4186 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                     |        |       | 525.07 | 49.44 |      |        |       |      |
|   | метанстанции до 1 000 000 м³/год., (до 10 465 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                 |        |       | 507.24 | 47.76 |      |        |       |      |
|   | метанстанции над 1 000 000 м³/год. (над 10 465 MWh)                                                                                                                                                                                                     |        |       | 473.46 | 44.58 |      |        |       |      |
| 5 | "Овергаз Мрежи" АД за територията на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера                                                                                                                                                                 |        |       |        |       |      | 629.67 | 59.29 | 2.98 |
|   | до 5000 м³/год., (до 52 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                       |        |       | 629.67 | 59.29 | 2.98 |        |       |      |
|   | до 50 000 м³/год., (до 523 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                    | 532.70 | 50.16 | 633.53 | 59.65 |      |        |       |      |
|   | до 100 000 м³/год., (до 1047 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                  | 521.97 | 49.15 | 623.84 | 58.74 |      |        |       |      |
|   | до 200 000 м³/год., (до 2093 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                  | 511.18 | 48.13 | 614.11 | 57.83 |      |        |       |      |
|   | до 400 000 м³/год., (до 4186 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                  | 500.31 | 47.11 | 604.28 | 56.90 |      |        |       |      |
|   | до 600 000 м³/год., (до 6279 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                  | 493.86 | 46.50 | 598.44 | 56.35 |      |        |       |      |
|   | до 800 000 м³/год., (до 8372 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                                  | 489.22 | 46.07 | 594.24 | 55.95 |      |        |       |      |
|   | до 1 000 000 м³/год., (до 10 465 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                              | 485.58 | 45.72 | 590.93 | 55.64 |      |        |       |      |
|   | до 2 000 000 м³/год., (до 20 930 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                              | 473.92 | 44.63 | 580.32 | 54.64 |      |        |       |      |
|   | до 3 000 000 м³/год., (до 31 395 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                              | 466.68 | 43.94 | 573.69 | 54.02 |      |        |       |      |
|   | до 4 000 000 м³/год., (до 41 860 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                              | 461.25 | 43.43 | 568.70 | 53.55 |      |        |       |      |
|   | до 5 000 000 м³/год., (до 52 326 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                              | 456.82 | 43.02 | 564.60 | 53.16 |      |        |       |      |
|   | до 7 000 000 м³/год., (до 73 256 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                              | 451.63 | 42.53 | 559.93 | 52.72 |      |        |       |      |
|   | до 10 000 000 м³/год., (до 104 651 MWh) вкл.                                                                                                                                                                                                            | 446.14 | 42.01 | 554.97 | 52.26 |      |        |       |      |
|   | над 10 000 000 м³/год., (над 104 651 MWh)                                                                                                                                                                                                               | 439.89 | 41.42 | 549.33 | 51.73 |      |        |       |      |

|                       |                                                                                                                                                                                   |                         |            |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|-----------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|------------|------------------------------------------------|------------|--------------------------------------------|-------------------------|------------|-------------------------------------------|
|                       | метанстанции до 400 000 m <sup>3</sup> /год., (до 4186 MWh) вкл.                                                                                                                  |                         |            | 478.50                                         | 45.06      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | метанстанции до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 10 465 MWh) вкл.                                                                                                              |                         |            | 477.90                                         | 45.00      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | метанстанции над 1 000 000 m <sup>3</sup> /год. (над 10 465 MWh)                                                                                                                  |                         |            | 473.95                                         | 44.63      |                                            |                         |            |                                           |
| 6                     | "Аресгаз" АД - регион Добруджа и общините Търговище и Омуртаг                                                                                                                     |                         |            |                                                |            |                                            | 627.18                  | 59.06      |                                           |
|                       | до 10 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                          | 564.43                  | 53.15      | 610.01                                         | 57.44      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 20 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                          | 557.00                  | 52.45      | 597.76                                         | 56.29      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 50 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                          | 541.73                  | 51.01      | 584.13                                         | 55.00      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 100 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                         | 527.63                  | 49.68      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 200 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                         | 523.39                  | 49.28      | 573.08                                         | 53.96      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 500 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                         | 510.90                  | 48.11      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                       | 506.64                  | 47.71      | 561.55                                         | 52.88      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | над 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                      | 469.56                  | 44.21      | 542.01                                         | 51.04      |                                            |                         |            |                                           |
| 7                     | "Аресгаз" АД - регион Мизия и община Бяла Слатина                                                                                                                                 |                         |            |                                                |            |                                            | 635.74                  | 59.86      |                                           |
|                       | до 10 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                          | 554.63                  | 52.23      | 624.06                                         | 58.76      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 20 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                          | 545.63                  | 51.38      | 610.03                                         | 57.44      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 50 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                          | 537.86                  | 50.65      | 602.22                                         | 56.71      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 100 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                         | 533.07                  | 50.19      | 581.89                                         | 54.79      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 200 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                         | 523.10                  | 49.26      | 561.87                                         | 52.91      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 500 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                         | 512.41                  | 48.25      | 550.84                                         | 51.87      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                       | 502.77                  | 47.34      | 540.73                                         | 50.92      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 5 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.**** за стопански клиенти с равномерно потребление /над 1 000 000 m <sup>3</sup> /год.**** за стопански клиенти с неравномерно потребление | 470.60                  | 44.31      | 507.77                                         | 47.81      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | над 5 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                      | 448.86                  | 42.27      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
| 8                     | "Газтрейд Сливен" ЕООД - община Сливен                                                                                                                                            |                         |            |                                                |            |                                            | 615.48                  | 57.95      |                                           |
|                       | до 20 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                              | 536.31                  | 50.50      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 50 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                              | 525.99                  | 49.53      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 100 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                             | 512.05                  | 48.22      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 200 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                             | 504.24                  | 47.48      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 500 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                             | 485.59                  | 45.72      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                                                                                                 | 459.56                  | 43.27      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | над 1 000 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                                                                                                | 437.51                  | 41.20      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 5000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                                |                         |            | 604.85                                         | 56.95      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 20 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                              |                         |            | 583.27                                         | 54.92      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 50 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                              |                         |            | 575.61                                         | 54.20      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 100 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                             |                         |            | 559.31                                         | 52.67      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 200 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                             |                         |            | 536.08                                         | 50.48      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 500 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                             |                         |            | 528.03                                         | 49.72      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                                                                                                 |                         |            | 522.27                                         | 49.18      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | над 1 000 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                                                                                                |                         |            | 515.79                                         | 48.57      |                                            |                         |            |                                           |
| Енергийни предприятия |                                                                                                                                                                                   | Промислени клиенти      |            | Обществено-административни и търговски клиенти |            | 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] |
| 9                     | "Каварнагаз" ООД - община Каварна                                                                                                                                                 |                         |            |                                                |            |                                            | 624.51                  | 58.81      |                                           |
|                       | до 10 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                              | 503.62                  | 47.42      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | от 10 000 m <sup>3</sup> до 50 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                     | 481.96                  | 45.38      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | от 50 000 m <sup>3</sup> до 200 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                    | 461.07                  | 43.42      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | над 200 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                                                                                                  | 447.06                  | 42.10      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 5000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                                |                         |            | 588.28                                         | 55.39      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | от 5 000 до 20 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                     |                         |            | 538.29                                         | 50.69      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | от 20 000 до 100 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                   |                         |            | 510.91                                         | 48.11      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | над 100 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                                                                                                  |                         |            | 457.76                                         | 43.10      |                                            |                         |            |                                           |
| 10                    | "Кнежагаз" ООД - община Кнежа                                                                                                                                                     |                         |            |                                                |            |                                            | 625.73                  | 58.92      |                                           |
|                       | до 100 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                             | 451.07                  | 42.47      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 400 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                             | 430.51                  | 40.54      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 20 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                              |                         |            | 501.90                                         | 47.26      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 100 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                             |                         |            | 454.70                                         | 42.82      |                                            |                         |            |                                           |
| 11                    | "Неврокоп-газ" АД - община Гоце Делчев                                                                                                                                            |                         |            |                                                |            |                                            | 746.97                  | 70.34      |                                           |
|                       | до 100 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                         | 528.54                  | 49.77      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 200 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                         | 518.00                  | 48.78      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 400 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                         | 507.52                  | 47.79      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | над 400 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                        | 496.93                  | 46.79      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 10 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                          |                         |            | 672.37                                         | 63.31      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 20 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                          |                         |            | 640.55                                         | 60.32      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 50 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                          |                         |            | 596.91                                         | 56.21      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | над 50 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                         |                         |            | 577.14                                         | 54.34      |                                            |                         |            |                                           |
| 12                    | "Свиленград - Газ" АД - община Свиленград                                                                                                                                         |                         |            |                                                |            |                                            | 1098.89                 | 103.47     |                                           |
|                       | до 100 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.*****                                                                                                                                        | 943.55                  | 88.85      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 200 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.*****                                                                                                                                        | 922.87                  | 86.90      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | над 200 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.*****                                                                                                                                       | 891.89                  | 83.98      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 10 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.*****                                                                                                                                         |                         |            | 1017.53                                        | 95.81      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 20 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.*****                                                                                                                                         |                         |            | 998.51                                         | 94.02      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | над 20 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.*****                                                                                                                                        |                         |            | 971.76                                         | 91.50      |                                            |                         |            |                                           |
| 13                    | "ТЕЦЕКО" ЕООД - община Свищов                                                                                                                                                     |                         |            | 558.96                                         | 52.63      |                                            | 622.46                  | 58.61      |                                           |
|                       | до 100 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                             | 505.08                  | 47.56      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 500 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                             | 486.06                  | 45.77      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                                                                           | 463.48                  | 43.64      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | над 1 000 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                                                                                                | 415.23                  | 39.10      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
| 14                    | "КарловоГаз" ООД - община Карлово                                                                                                                                                 |                         |            |                                                |            |                                            | 578.95                  | 54.52      |                                           |
|                       | до 200 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                         | 506.74                  | 47.72      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                       | 409.85                  | 38.59      |                                                |            |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 50 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                          |                         |            | 545.50                                         | 51.37      |                                            |                         |            |                                           |
|                       | до 100 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                                                                         |                         |            | 501.02                                         | 47.18      |                                            |                         |            |                                           |

|    |                                                                                                                         |        |       |        |       |  |        |       |
|----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|-------|--------|-------|--|--------|-------|
|    | над 100 000 m <sup>3</sup> /год.***                                                                                     |        |       | 461.78 | 43.48 |  |        |       |
| 15 | "Арегаз" АД - община Сопот                                                                                              | 481.16 | 45.31 | 600.89 | 56.58 |  | 757.82 | 71.36 |
| 16 | "Арегаз" АД - община Хисаря                                                                                             | 495.39 | 46.65 | 613.97 | 57.81 |  | 763.22 | 71.87 |
| 17 | "Комекес" АД - община Самоков                                                                                           |        |       |        |       |  | 613.73 | 57.79 |
|    | до 20 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                    | 549.35 | 51.73 |        |       |  |        |       |
|    | от 20 000 m <sup>3</sup> до 100 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                          | 504.65 | 47.52 |        |       |  |        |       |
|    | от 100 000 m <sup>3</sup> до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                       | 458.67 | 43.19 |        |       |  |        |       |
|    | над 1 000 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                                      | 438.25 | 41.27 |        |       |  |        |       |
|    | до 5000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                      |        |       | 607.88 | 57.24 |  |        |       |
|    | от 5 000 m <sup>3</sup> до 20 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                            |        |       | 602.24 | 56.71 |  |        |       |
|    | от 20 000 m <sup>3</sup> до 100 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                          |        |       | 585.40 | 55.12 |  |        |       |
|    | от 100 000 m <sup>3</sup> до 200 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                         |        |       | 573.14 | 53.97 |  |        |       |
|    | над 200 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                                        |        |       | 545.93 | 51.41 |  |        |       |
| 18 | "Балкангаз - 2000" АД - община Ботевград                                                                                | 498.23 | 46.91 | 575.82 | 54.22 |  | 554.05 | 52.17 |
| 19 | "Севлиевогаз - 2000" АД - община Севлиево                                                                               | 475.80 | 44.80 | 505.04 | 47.56 |  | 614.36 | 57.85 |
| 20 | "Примагаз" АД - за територията на кметствата: "Владислав Варненчик", "Младост" и "Аспарухово" в състава на община Варна | 464.01 | 43.69 | 575.09 | 54.15 |  | 643.50 | 60.59 |
| 21 | "Газинженеринг" ООД - община Долни Дъбник                                                                               |        |       |        |       |  | 587.45 | 55.32 |
|    | до 10 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                    | 476.44 | 44.86 |        |       |  |        |       |
|    | до 100 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                   | 440.91 | 41.52 |        |       |  |        |       |
|    | над 100 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                                        | 427.83 | 40.29 |        |       |  |        |       |
|    | до 10 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                    |        |       | 516.76 | 48.66 |  |        |       |
|    | над 10 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                                         |        |       | 491.22 | 46.25 |  |        |       |
| 22 | "Камено-газ" ЕООД - община Камено                                                                                       | 430.71 | 40.56 | 585.76 | 55.16 |  | 576.07 | 54.24 |
| 23 | "Добруджа газ" АД - община Генерал Тошево                                                                               | 480.30 | 45.23 | 557.58 | 52.50 |  | 659.25 | 62.08 |
| 24 | "Правецгаз 1" АД - община Правец                                                                                        | 465.63 | 43.84 | 544.80 | 51.30 |  | 563.75 | 53.08 |
| 25 | "Костинбродгаз" ООД - община Костинброд                                                                                 |        |       |        |       |  | 592.07 | 55.75 |
|    | до 20 хм <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                       | 481.12 | 45.30 |        |       |  |        |       |
|    | от 20 хм <sup>3</sup> до 200 хм <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                | 464.37 | 43.73 |        |       |  |        |       |
|    | от 200 хм <sup>3</sup> до 1000 хм <sup>3</sup> /год., вкл.                                                              | 451.14 | 42.48 |        |       |  |        |       |
|    | над 1000 хм <sup>3</sup> /год.                                                                                          | 441.32 | 41.56 |        |       |  |        |       |
|    | метанстанции                                                                                                            | 448.37 | 42.22 |        |       |  |        |       |
|    | до 5 хм <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                        |        |       | 580.13 | 54.63 |  |        |       |
|    | от 5 до 20 хм <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                  |        |       | 564.26 | 53.13 |  |        |       |
|    | от 20 до 100 хм <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                |        |       | 524.54 | 49.39 |  |        |       |
|    | над 100 хм <sup>3</sup> /год.                                                                                           |        |       | 487.60 | 45.91 |  |        |       |
| 26 | "Ситигаз България" ЕАД - Регион Тракия, общини: Кърджали, Велинград, Павел Баян, Гурково, Твърдица и Брацигово          |        |       | 602.01 | 56.69 |  | 613.07 | 57.73 |
|    | до 100 000 m <sup>3</sup> /год.**                                                                                       | 578.07 | 54.43 |        |       |  |        |       |
|    | от 100 000 m <sup>3</sup> до 500 000 m <sup>3</sup> /год.****                                                           | 501.14 | 47.19 |        |       |  |        |       |
|    | от 500 000 m <sup>3</sup> до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год.****                                                         | 479.76 | 45.18 |        |       |  |        |       |
|    | от 1000 000 m <sup>3</sup> до 5 000 000 m <sup>3</sup> /год.****                                                        | 465.71 | 43.85 |        |       |  |        |       |
|    | над 5 000 000 m <sup>3</sup> /год.****                                                                                  | 462.41 | 43.54 |        |       |  |        |       |
| 27 | "Арегаз" АД - за обособена територия "Запад"                                                                            | 572.64 | 53.92 | 625.85 | 58.93 |  | 665.29 | 62.65 |
| 28 | "Газо-енергийно дружество - Елин Пелин" ООД - Община Елин Пелин                                                         |        |       |        |       |  | 494.76 | 46.59 |
|    | до 10 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                    |        |       | 475.47 | 44.77 |  |        |       |
|    | над 10 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                   |        |       | 464.84 | 43.77 |  |        |       |
|    | до 100 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                   | 451.24 | 42.49 |        |       |  |        |       |
|    | до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.                                                                                 | 437.64 | 41.21 |        |       |  |        |       |
|    | над 1 000 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                                      | 403.68 | 38.01 |        |       |  |        |       |
| 29 | "Консорциум Варна Про Енерджи" ООД - община Балчик                                                                      | 466.72 | 43.95 | 573.07 | 53.96 |  | 627.47 | 59.08 |
| 30 | "Ситигаз България" ЕАД - общини: Силистра, Алфатар, Дулово, Тутракан, Главиница и Ситово                                |        |       | 600.95 | 56.59 |  | 629.09 | 59.24 |
|    | до 10 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                                          | 589.83 | 55.54 |        |       |  |        |       |
|    | от 10 000 до 100 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                               | 547.86 | 51.59 |        |       |  |        |       |
|    | от 100 000 до 500 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                              | 489.79 | 46.12 |        |       |  |        |       |
|    | от 500 000 до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                            | 465.34 | 43.82 |        |       |  |        |       |
| 31 | "Ситигаз България" ЕАД - община Габрово                                                                                 |        |       | 593.38 | 55.87 |  | 623.06 | 58.67 |
|    | до 10 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                                          | 589.62 | 55.52 |        |       |  |        |       |
|    | от 10 000 до 100 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                               | 576.62 | 54.30 |        |       |  |        |       |
|    | от 100 000 до 500 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                              | 522.52 | 49.20 |        |       |  |        |       |
|    | от 500 000 до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                            | 511.23 | 48.14 |        |       |  |        |       |
|    | от 1 000 000 до 5 000 000 m <sup>3</sup> /год.                                                                          | 490.20 | 46.16 |        |       |  |        |       |
| 32 | "Си Ен Джи Марица" ООД - община Чепеларе                                                                                |        |       |        |       |  | 624.39 | 58.79 |
|    | до 10 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                |        |       | 568.64 | 53.54 |  |        |       |
|    | до 50 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                                |        |       | 613.07 | 57.73 |  |        |       |
|    | до 100 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                               |        |       | 526.67 | 49.59 |  |        |       |
|    | над 100 000 m <sup>3</sup> /год.****                                                                                    |        |       | 455.18 | 42.86 |  |        |       |
|    | до 200 000 m <sup>3</sup> /год., вкл.****                                                                               | 474.80 | 44.71 |        |       |  |        |       |
|    | до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год.****                                                                                   | 463.97 | 43.69 |        |       |  |        |       |

Забележки:

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 calorичност на природния газ 9128 kcal/m<sup>3</sup>, с цел постигане на сравнимост на цените на природния газ.

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



5. \*\*\*\* - в цените за продажба на природен газ от краен снабдител е включена ценова компонента за снабдяване със съгъстен природен газ съгласно чл. 19а от НРЦПГ.

6. При утвърждаване от КЕВР 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.

II. До определяне на цени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, клиентите по т. I.1. и т. I.2. заплащат на „Булгаргаз“ ЕАД цена за пренос през газопреносната мрежа в размер на 19.73 лв./1000 nm<sup>3</sup>. „Булгаргаз“ ЕАД превежда събраните суми на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

III. До определяне на цени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, клиентите по т. I.4. заплащат на крайните снабдители цена за пренос през газопреносната мрежа в размер на 19.73 лв./1000 nm<sup>3</sup>. Крайните снабдители превеждат събраните суми на „Булгаргаз“ ЕАД, което от своя страна ги превежда на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

В заседанието по **точка първа** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за“**, от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.2. Комисията, след като разгледа данните и документите, свързани с определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и актуализирането на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, както и събраните данни от проведено на 13.06.2017 г. обществено обсъждане, установи следното:**

Съгласно чл. 18, ал. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) производството на електрическа енергия от възобновяеми източници се насърчава по начините, посочени в същата разпоредба, в т.ч. и чрез определяне на преференциални цени. В тази връзка, по силата на чл. 32, ал. 1, т. 1 от ЗЕВИ, Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) ежегодно до 30 юни определя преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, с изключение на енергията, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност над 10 MW. Разпоредбата на чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ подробно посочва критериите и ценообразуващите фактори, които се отчитат при определяне на преференциалните цени. Разпоредбата препраща към съответната наредба по чл. 36, ал. 3 от Закона за енергетиката (ЗЕ), а именно Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ), която регламентира условията и реда за образуване на преференциалните цени.

Според § 54 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ), обн. ДВ, бр. 17 от 2015 г., част от насърченията за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, в това число и определянето на преференциална цена за изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, не се прилагат за енергийните обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, които са въведени в експлоатация след влизането в сила на ЗИД на ЗЕ – 06.03.2015 г., с изключение на обектите по чл. 24, т. 1 и т. 3 от ЗЕВИ. В тази връзка по силата на § 20 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ), обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г., преференциални цени за изкупуване

на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, не се прилагат за енергийните обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници по чл. 24, т. 3 от ЗЕВИ, които са въведени в експлоатация след 1 януари 2016 г.

Въз основа на гореизложеното, КЕВР следва да определи преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, за енергийните обекти по чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ, а именно: с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии.

На следващо място, съгласно изискванията на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, КЕВР ежегодно до 30 юни актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи – разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорт и разходи за труд и работна заплата. Съгласно чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ коефициентът, отразяващ изменението на стойността на ценообразуващите елементи, се определя като произведение от: изменението на разходите за суровина за производство на електрическа енергия от биомаса, на разходите за горива за транспорта, необходими за доставка на суровината за производство на електрическа енергия, и на разходите за труд и работна заплата, необходими за добиването и обработката на суровината за производство на електрическа енергия и производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, изразено в проценти, и дела на съответния ценообразуващ елемент от общите разходи, изразен в проценти. Процентът на изменение на разходите за суровините за производство на електрическа енергия от биомаса се определя, като се вземат предвид определените и обявени от министъра на земеделието и храните годишни индекси за изменение на цените на тези суровини (чл. 32, ал. 6 от ЗЕВИ). Процентът на изменение на разходите за горива за транспорта се определя въз основа на средната пазарна цена на съответния ценообразуващ елемент за предходната отчетна година – чл. 32, ал. 7 от ЗЕВИ. Процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата се определя въз основа на данните от Националния статистически институт за изменението на средната работна заплата за предходната календарна година – чл. 32, ал. 8 от ЗЕВИ.

Предвид горното е създадена работна група със Заповед № 3-Е-53 от 24.04.2017 г. на председателя на КЕВР със задача да извърши анализ на данните и документите, свързани с определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и актуализирането на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса. В тази връзка е изготвен доклад с вх. № Е-Дк-329 от 02.06.2017 г., който е приет от Комисията с решение по Протокол № 120 от 07.06.2017 г. Със същото решение КЕВР е приела и проект на решение относно определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и актуализирането на преференциалните цени на електрическата енергия. Проектът на решение в изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 1 от ЗЕ е подложен на обществено обсъждане, което е проведено на 13.06.2017 г. В предоставения по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ на заинтересованите лица 14-дневен срок за становища, такива са постъпили, както следва:

С писмо с вх. № Е-12-00-217 от 23.06.2017 г. „Еко Енерджи мениджмънт“ ООД изразява становище, че в предложението за обществено обсъждане проект на решение не е ясно по какъв начин се прилага коефициентът, с който се актуализира цената, начинът на формирането му, както и връзката между приложените индекси и цените. Според дружеството е неясно също, дали се актуализират цените, утвърдени с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г., което е приложимо за централата, или актуализираните им с Решение № Ц-17 от 30.06.2016 г. стойности. Заинтересованото лице посочва, че ако за база се ползват индексиранияте цени, определени с Решение № Ц-17 от 30.06.2016 г., Комисията би следвало да приложи чл. 32, ал. 1, т. 2 от ЗЕВИ и определи нови цени, тъй като е налице съществено изменение на ценообразуващите елементи и по-конкретно на

цената на суровината, необходима за производство на електрическа енергия от биомаса. Изтъква се, че заложените параметри за енергийност на суровината, влажност на суровината и специфичен разход на суровината не са коректни и при промяната им разходът за суровина като ценообразуващ елемент значително се променя. В своето становище „Еко Енерджи мениджмънт“ ООД, като се позовава на Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г., предлага коригираната калоричност от 3 700 kcal/kg на 2 600 kcal/kg да се приеме и в настоящото решение. По отношение на производителността на инсталацията, дружеството възражава срещу заложения размер на собствените нужди, определената средногодишна продължителност на работа от 7000 часа и ефективността, като се позовава на приложения към становището справки относно спецификацията на собствената си централа и разходи за суровина. Заинтересованото лице настоява в настоящото решение да се приложи подходът за установяване на съотношението на един пространствен кубик към плътен такъв дървесина и превръщането му в килограми, като се отчете пазарната цена на дървесината.

„Еко Енерджи мениджмънт“ ООД счита, че е необосновано в настоящото производство да се предлага цена, която е значително по-ниска от утвърдената такава с Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г. на КЕВР, макар и да се отнасят за различни периоди с аргумент, че съгласно постъпилата в Комисията от Министерството на земеделието и храните информация, цената на суровината се променя с около 3%.

Дружеството счита, че е налице нарушение на административнопроизводствените правила, тъй като не е изготвен доклад и не е проведено открито заседание, на което същият да бъде обсъден.

Комисията приема за неоснователни твърденията на дружеството относно факта, че е неясно дали се актуализират цените, утвърдени с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, или актуализираните им стойности по Решение № Ц-17 от 30.06.2016 г. на КЕВР. Правилата за ежегодното актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, са регламентирани в чл. 32, ал. 4-8 от ЗЕВИ. В тази връзка съответната утвърдена преференциална цена се актуализира на база актуализираната през предходната година стойност на ценообразуващите ѝ елементи.

Комисията приема частично аргументите на дружеството относно заложените параметри за енергийност на суровината, влажност на суровината и специфичен разход, като коригира заложената в изчислителния модел калоричност от 3 700 kcal/kg на 2 600 kcal/kg. Тази стойност съответства на допустимите осреднени нива на влажност на суровината, които следва да бъдат заложили в изчислителния модел, отразяващ регулаторната рамка, която осигурява на инвеститора заложената възвръщаемост за годините на експлоатация. Той не е индивидуален модел за отразяване на конкретните особености и разходи на отделен участник в групата, ограничена по инсталираната мощност. В тази връзка е извършена и корекция на коефициента на полезно действие на първично вложената енергия в цикъла от 30% на 24%, въз основа на справочни данни за комбинирано производство на електрическа енергия от биомаса с котел за директно изгаряне с диетермично масло за термотрансферен флуид (Uniconfort) и ORC турбогенератор (Turboden), публикувани на интернет адрес: [www.turboden.it](http://www.turboden.it).

Комисията не приема изложените мотиви на дружеството по отношение на намерението му за отразяване на конкретни параметри, получени в резултат на определен режим на експлоатация, каквито са количеството електрическа енергия, необходимо за собствени нужди на централата и определената средногодишна продължителност на работа. Следва да се има предвид, че Комисията задава обща рамка, в която отделните инвеститори, с отчитане на съответния риск, оперират. Чрез използване на общи и осреднени параметри в цените се постигат еднакви и равнопоставени условия за всички инвеститори.

По отношение на подхода за определяне на цената на суровината, по-долу е представен детайлен технико-икономически анализ на цената на отпадната суровина, на база предоставени фактури за реални разплащания, коефициенти за превръщане от 1

неплътен кубически метър капац на плътен кубически метър и от плътен кубически метър на тон на база коефициентите. Възприет е подход за установяване на съотношението на един пространствен кубик изрезки (капаци) към един плътен кубик 1:3, на дървесни остатъци – 1:10, а на дърва за огрев – 1:2, т.е. теглото на един плътен кубик дървесна маса е 0,64 тона. Отчетени са предоставените в КЕВР копия на фактури за продажба на изрезки (капаци), от които е видно, че цената е в порядъка на 11 лв./неплътен куб. м. до 13 лв./неплътен куб. м. за иглолистна дървесина. Цената на широколистната дървесина е 31,04 лв./неплътен куб. м. При осреднена цена от 13 лв./неплътен куб. м., цената на плътен кубически метър е  $13 * 3 = 39$  лв./куб. м. плътен кубик изрезки (капаци) или  $39/0,64 = 60,93$  лв./тон. Посочените стойности на разходите се обосновават и от платежни документи, издадени на производител на електрическа енергия от разглеждания тип биомаса в Р България, както и от извършен пазарен анализ на дървесните остатъци в региона на Родопите и експертна оценка на разходите. Разходите за доставка на суровината (транспортни разходи) до енергийния обект са включени в общите разходи на база разстояние и цена на горивата за автотранспорт. Разходите за дробене на отпадъка на дървесен чипс преди доставката до енергийния обект са определени в размер на 15 лв./тон. Посочената стойност е определена въз основа на данни за този вид разходи от производител на електрическа енергия от разглеждания тип биомаса в Р България. Така крайната цена на суровината е определена на 75,93 лв./тон.

Комисията приема за неоснователно твърдението на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД за нарушение на административнопроизводствените правила, поради непровеждане на открито заседание за обсъждане на доклад. В тази връзка следва да се има предвид, че според чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ заседанията на Комисията са открити, когато се разглеждат заявления или искания, свързани с утвърждаване на цени. Разглежданото административно производство, в частта касаеща възражението на дружеството, е иницирано от КЕВР на основание чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, и по своя предмет е за актуализиране на преференциални цени на електрическа енергия. В този смисъл същото не попада в обхвата на разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 47 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, хипотезата на които изисква наличие на заявление или искане за утвърждаване на цени, респективно лице-заявител, в качеството на страна и участник в административното производство по издаването на административния акт. Чл. 14, ал. 1, предл. 3 от ЗЕ предвижда КЕВР да провежда процедура за обществено обсъждане със заинтересованите лица по въпроси от обществена значимост за развитие на енергийния сектор, каквото е настоящото производство. Отделно от това, чрез провеждане на процедура по обществено обсъждане е осигурена възможност на заинтересованите лица да изразят становища.

С писмо с вх. № Е-12-00-219 от 27.06.2017 г. „Дигео“ ЕООД изразява становище, че в проекта на решение е направен анализ на ценообразуващите елементи само за фотоволтаични инсталации (ФтВЦ) със стационарни конструкции – покривни и наземни, които са с почти еднакви за 1 kW инсталирана мощност, производителност и средногодишна продължителност на работа. Дружеството счита, че Комисията не се е съобразила с факта, че освен ФтВЦ със стационарните конструкции има изградени и централи със следящи конструкции – тракери, за които посочва, че са с близо 30% по-висока производителност, заемат изключително по-малко обработваема площ за 1 kW инсталирана мощност и са с най-висока степен на опазване на околната среда. „Дигео“ ЕООД подчертава, че инвестиционните разходи, необходими за изграждане на ФтВЦ с двойно следящи конструкции, са значително по-високи от стационарните, както и експлоатационните разходи, разходи за техническа поддръжка, ремонт, застраховки и др., в сравнение с инсталациите със стационарни конструкции.

Дружеството счита, че промените в чл. 31, ал. 5 на ЗЕВИ водят до тежки последствия, причинени от приравняването на средногодишното производство и съответно нетното специфично производство на системите със следящите конструкции

към стационарните, като дружеството настоява при вземане на окончателното решение на КЕВР да бъде уреден въпросът с производителите на електрическа енергия от фотоволтаични електроцентрали със следящи конструкции, като се направи анализ на ценообразуващите елементи на същите и им се увеличи с 30% средногодишната продължителност на работа и съответно нетното специфично производство.

Комисията счита възраженията на дружеството за неоснователни поради следните аргументи:

Комисията приема искането на „Дигео“ ЕООД за увеличаване на нетното специфично производство на електрическа енергия за фотоволтаични електроцентрали със следящи конструкции за неоснователно. Настоящото административно производство е образувано на основание чл. 32, ал. 1, т. 1 и ал. 4 от ЗЕВИ, поради което е с предмет определяне на нови преференциални цени на електрическата енергия, произвеждана от обекти по чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ, както и актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса. Правомощието на КЕВР да определи нетното специфично производство на електрическа енергия е регламентирано в § 17 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.). Съгласно посочената разпоредба на ЗИД на ЗЕ в срок до 31 юли 2015 г. в съответствие със Закона за енергията от възобновяеми източници КЕВР е следвало да приеме решение, с което установява нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в съответните решения на Комисията, приети до влизането в сила на този закон. Видно от посочената норма законът е регламентирал това правомощие на КЕВР като еднократно действие, което е във връзка с вече постановени решения за определяне на преференциални цени. В този смисъл правомощието на КЕВР по § 17 от Преходните и заключителни разпоредби на ЗИД на ЗЕ е изчерпано с постановяването на Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. на КЕВР.

Различни цени, съобразно конфигурацията на конструкцията и дизайна на присъединяване и начина на поддръждане на фотоволтаичните модули, както и позиционирането им спрямо слънцето, не са предмет на разглеждане в настоящото решение, тъй като те представляват индивидуално управленско решение и не попадат в обхвата на регулиране. Съществуват различни решения относно увеличаване на производителността на ФТЕЦ (напр. тракери), които са свързани с по-високи инвестиционни и експлоатационни разходи, в сравнение с традиционните мощности на фотоволтаичните инсталации. Въпрос на управленско решение и анализ „разходи – ползи“ е използването на подобни решения, с оглед увеличаването на приходите на дружеството от продажбата на количествата произведена електрическа енергия над „нетното специфично производство“ на пазара.

С писмо с вх. № Е-14-60-3 от 27.06.2017 г. „Монди Стамболийски“ ЕАД излага възражения по методиката за актуализиране на цените за електрически централи с инсталирана мощност над 5 MWh, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни остатъци. Възраженията са насочени към неотчитането на действителните разходи на производителите от ВИ, попадащи в обхвата на раздел XIII, т. 3 от проекта на решението, които са свързани с осигуряване на суровините, необходими за производството на енергия от ВИ чрез директно изгаряне на биомаса, включително и разходите, свързани с другите ценообразуващи компоненти. Дружеството отбелязва, че подробна икономическа и правна обосновка в защита на горното е развита в заявление с вх. № Е-14-60-2 от 30.03.2017 г., подадено в Комисията от „Монди Стамболийски“ ЕАД.

Комисията приема за неоснователно горното възражение, предвид спецификата на работа на подобен вид централи, които следва да използват отпаден продукт от собственото си производство като суровина. В тази връзка е приет подход, че разходите за суровини, свързани с дървесни остатъци от технологичната преработка на закупения дървесен материал от дружеството, са приравнени на нула.

С вх. № Е-04-21-1 от 28.06.2017 г. в КЕВР е постъпило становище от Българска соларна асоциация (БСА, Асоциацията), в което са изложени възражения, както следва:

1. По отношение на инвестиционните разходи БСА обръща внимание, че цифрите, посочени в проекта на решение, се различават от тези, посочени в доклада на Фраунхофер институт, като посочва, че използваните нива от Комисията са за осреднена цена за мощност 10-100 kWp, а КЕВР е определила ценови нива от 5 и 30 kWp. Асоциацията подчертава, че докладът все пак обхваща пазара в Германия, където ВИ се развива приоритетно, за малки централи няма административни тежки процедури, проектиране, съгласуване, изграждане на трасета, трансформаторни устройства и други. Посочва се, че дори и да бъде приета тази стойност като базова цена на инвестиционните разходи за инсталации до 30 kWp, то не бива да бъде забравяно, че за оборудване, пуснато на пазара в България, се дължи продуктова такса от 1,95 лв/kg, т.е. по близо 40 лв. на фотоволтаичен панел. Асоциацията посочва, че в една 5 kWp инсталация оскъпяването на инвестицията е с близо 800-880 лв., за 30 kWp – 4800-5600 лв. на централа, само в частта „модули“, както и че централите до 30 kWp имат разходи и за присъединяване: за изграждане на кабелни линии, а понякога и трансформаторни постове; заплаща се и цена за присъединяване, която варира от 750 лв. до 74 000 лв. Поради посочените причини, БСА настоява да бъдат ревизирани инвестиционните разходи и в двата мощностни диапазона.

2. Асоциацията посочва, че така определената норма на възвръщаемост от 7% продължава да бъде ниска и да е относително близка до алтернативата на капиталовложението, като депозити в банка.

3. Относно размера на експлоатационните разходи, БСА възразява срещу подхода за определяне на експлоатационни разходи на база процент от инвестиционните с аргумента, че по този начин те са силно подценени и не отразяват работата на една частна компания, както и че са в противоречие с нормативната база в сектор „Енергетика“ и нейното прилагане. Според Асоциацията не са включени разходи по поддръжка на микропредприятие, осигурителни вноски на управител, такса достъп и такса балансиране, както и 5% такса за Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС), не са отчетени и пропуснатите ползи от въведените ограничения с термина „нетно специфично производство“. Българска соларна асоциация предлага по отношение на експлоатационните разходи да се направи по-сериозен анализ от посочения, на база на данните от предоставяните на Комисията счетоводни отчети.

4. БСА възразява срещу така определената средногодишна продължителност на работа на централите 1261 kWh/kWp часа, като заявява, че слънчевата радиация, слънцегреенето, и от там количеството произведена фотоволтаична енергия през 2016 г. са най-големи в сравнение с 2013 г., 2014 г. и 2015 г. и е твърде нелогично предлаганите в решението нетни пълни ефективни часове и нетно специфично производство да са по-малко от определените в предходни ценови решения: Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., Решение № Ц-24 от 30.06.2014 г. и Решение № Ц-17 от 30.06.2016 г. Посочва се, че гореизложеното поставя под съмнение коректността на информацията и методологията за определяне на нетно специфично производство в решението.

Асоциацията посочва, че трета година се прилага „нетно специфично производство“ и резултатът е отнемане на доход от производителите и принуждаването им да работят и да си плащат в последните месеци на годината. БСА желае да бъде съобразен този факт и поне това ценово решение да бъде справедливо по отношение на „работните часове“.

5. Относно амортизационните отчисления, БСА обръща внимание, че според действащото законодателство една централа, присъединена след 30.06.2017 г., би сключила договор за 17 години, а не за 20 и няма логика разходите за амортизация да се начисляват за период, извън регулаторния. Също така се отбелязва, че КЕВР не изпълнява вменените си задължения за определяне на преференциални цени по вид технология. Посочва се, че в проекта на решение анализът на ценообразуващите елементи е извършен само за инсталации със стационарни конструкции, които са с почти еднаква

производителност и съответно средногодишно производство, а не са отчетени съоръженията със следящи конструкции – тракери.

Комисията приема за неоснователни горните възражения. По отношение на твърденията по т. 1 относно инвестиционните разходи и ревизирането им в двата мощностни диапазона, следва да се има предвид, че посоченият източник в проекта на решение е официален доклад на Фраунхофер институт от края на 2016 г. и това са осреднени капиталови разходи в този период от време. Относно изложеното по т. 2, подходът към нормата на възвръщаемост на капитала и структурата на капитала е еднакъв към всички видове технологии, произвеждащи електрическа енергия от ВИ, а определената норма на възвръщаемост е над 7 пъти по-висока от алтернативата на капиталовложението, като депозити в банка. По отношение на възражението по т. 3, съгласно чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ вноските във ФСЕС не се включват в състава на признатите от Комисията разходи. Относно изложеното по т. 4 следва да се отбележи, че посочените пълни ефективни часове могат да се видят от годишния отчет на АУЕР за 2016 г. По отношение на възражението по т. 5, използваният подход е идентичен с този, възприет при определяне на преференциалните цени на останалите групи ВИ производители, като например при водноелектрическите централи, където амортизационните отчисления са в 25 годишен период, а законовите правомощия за преференциални цени – 15 години. Аргументи относно следящите конструкции са изложени по-горе в решението.

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

Основните фактори, използвани за определяне на нивото на цените на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници (ВИ), са размерът на инвестиционните разходи, включително разходите за присъединяване към съответната преносна или разпределителни мрежи, нивото на експлоатационните разходи, капиталовите разходи, в т.ч. разходите за амортизация, определени на основата на среден полезен технико-икономически живот на активите и възвръщаемост. Преференциалните цени отразяват вида на възобновяемия източник, инсталираната мощност на обекта, мястото и начина на монтиране на съоръженията.

При определянето на цените на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, са използвани данни от Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (Photovoltaics Report, 17 November 2016 – [www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de)) и [www.pveurope.eu](http://www.pveurope.eu), посочени в настоящия доклад.

Преференциалните цени за производство на електрическа енергия от ВИ не отчитат конкретни стойности на индивидуален инвестиционен проект, а осреднени такива, взети от официални източници и отразяващи международния опит, както и придобития и изграден опит в страната. Цените са определени чрез изчисляване на настоящата стойност на финансовите потоци, получени чрез определените от Комисията осреднени необходими приходи при горепосочените ценообразуващи елементи. Цените са анюитетни за периода на задължително изкупуване на електрическата енергия.

#### **Ценообразуващи елементи**

##### **1. Инвестиционни разходи**

Размерът на инвестиционните разходи за всички видове ВИ отразява всички инвестиционни разходи за оборудване и съоръжения, специфични инвестиционни разходи, в зависимост от технологията, включващи електрическите инсталации и инвертори, стоманени конструкции, разходи за развитие на проекта, включително идейни и технически проекти, административни разходи и такси, разходи за присъединяване на енергийния обект, както и други непланирани инвестиционни разходи.

При определяне на стойността на инвестиционните разходи са взети предвид инвестиционните разходи за края на 2016 г. за изграждане на нови електроцентрали, използващи възобновяеми източници в страните членки на Европейския съюз (ЕС), съгласно източниците на информация, посочени в настоящия доклад.

## **2. Инфлация**

За корекция на експлоатационните разходи, необходими за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници за целия период на задължително изкупуване на електрическата енергия, при образуването на цените за производители е приложена прогнозна инфлация от 2%.

## **3. Норма на възвръщаемост на капитала и структура на капитала**

При определянето на преференциалните цени за задължително изкупуване на електрическа енергия от ВИ е икономически обосновано да бъде определена еднаква целева стойност на нормата на възвръщаемост на капитала, при еднаква целева капиталова структура на собствения и привлечен капитал. В тази връзка при реалното прилагане на определените преференциални цени всеки инвеститор има възможност да постигне различна доходност в зависимост от индивидуалното управление на инвестиционния проект.

След анализ на параметрите, използвани при прилагания метод за оценка на капиталовите активи за определяне нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – дългосрочен лихвен процент за оценка степента на конвергенция, пазарната рискова премия, бета коефициент на активите и цената на привлечения капитал, се установява, че нивото на нормата на възвръщаемост от 7% следва да се запази при запазване и на структурата на капитала 30/70 (собствен/привлечен), с оглед осигуряване на стабилност на инвестиционния процес за централи с по-дълъг период на изграждане. Извършена е и оценка на инвестиционния риск при производство на електрическа енергия от ВИ, която подлежи на задължително изкупуване от обществения доставчик или крайните снабдители.

## **4. Средногодишна продължителност на работа на централите**

При определяне на средногодишната продължителност на работа на фотоволтаични централи са използвани данни от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР), като са отчетени нетните пълни ефективни часове в България за 2016 г.

**Осреднено за Р България, нетните пълни ефективни часове за 2016 г. са 1 261 часа, което се равнява на 1 261 kWh/kWp нетно специфично производство.**

## **5. Размер на експлоатационни разходи**

Допустимите експлоатационни разходи, подлежащи на регулаторен контрол, са свързани с експлоатацията и поддръжката на съоръженията съобразно съответните технически стандарти. Те се формират основно от разходи за ремонт и поддръжка, застраховки, разходи за почистване и др., които са осреднени за периода на изчислената анюитетна цена съгласно източниците на информация, посочени в настоящия доклад. Размерът на експлоатационните разходи е определен като процент от инвестиционните разходи.

Разходите за поддръжка в действащите цени на електрическата енергия, произведена от фотоволтаични електрически централи, включват разходи за ремонти, материали, разходи за опазване на околната среда и др., като представляват в годишен план 3% от инвестиционните разходи до 5<sup>та</sup> година от експлоатацията включително. От 5<sup>та</sup> до 20<sup>та</sup> година експлоатационните разходи за поддръжка нарастват на 3,5%. Експлоатационните разходи за инсталирани мощности от 5 kWp до 30 kWp представляват 3% от инвестиционните разходи за целия двадесетгодишен период на преференциални цени.

# **ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИ ЦЕНИ ЗА ИЗКУПУВАНЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ ВИ**

## **I. Определяне на цената на електрическата енергия, произведена от**



**фотоволтаични електрически централи (ФтЕЦ) с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии:**

Техническите и икономическите параметри, които оказват влияние върху цената на електрическата енергия, произведена от ФтЕЦ, са следните:

1. Инвестиционни разходи на kWp в размер на:
  - с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 2 836 лв./kWp;
  - с обща инсталирана мощност от 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 2 484 лв./kWp;
2. Експлоатационни разходи – разходи за опазване на околна среда, за работни заплати, материали и други в размер на:
  - с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 77,32 лв./MWh;
  - с обща инсталирана мощност от 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 60,19 лв./MWh;
3. Полезен живот на активите – 20 години;
4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;
5. Средно годишната продължителност на работа на централата е 1 261 часа (**1 261 kWh/kWp нетно специфично производство**);
6. Среднопретеглена норма на възвръщаемост – 7%.

**Предвид горното, преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от ФтЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии, са както следва:**

| Цена и елементи на цената                                                              | лв./MWh<br>(без ДДС) | %              |
|----------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|----------------|
| <b><i>ФтЕЦ с инсталирана мощност до 5 kW, монтирани на покриви и фасади</i></b>        |                      |                |
| <b>Цена, в т.ч.</b>                                                                    | <b>271,67</b>        | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                                                             | 75,65                | 27,85%         |
| за разходи за амортизации                                                              | 111,29               | 40,97%         |
| за възвръщаемост                                                                       | 84,73                | 31,18%         |
| <b><i>ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 до 30 kW, монтирани на покриви и фасади</i></b> |                      |                |
| <b>Цена, в т.ч.</b>                                                                    | <b>231,20</b>        | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                                                             | 59,57                | 25,77%         |
| за разходи за амортизации                                                              | 97,48                | 42,16%         |
| за възвръщаемост                                                                       | 74,15                | 32,07%         |

#### **АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИ ЦЕНИ ЗА ИЗКУПУВАНЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА**

КЕВР е определила на основание чл. 32, ал. 1 от ЗЕВИ нови цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, със свои Решения № Ц-18 от 20.06.2011 г., № Ц-35 от 27.10.2011 г., № Ц-18 от 28.06.2012 г., № Ц-19 от 28.06.2013 г., № Ц-13 от 01.07.2014 г., № Ц-1 от 28.01.2015 г. и № Ц-24 от 30.06.2015 г., които следва да бъдат актуализирани по реда на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ.

Във връзка с горното е направен анализ на ценообразуващите елементи – разходи за суровини за производство на енергия; разходи за горива за транспорта; разходи за труд и работна заплата, въз основа на което се установи следното:

Във връзка с определянето на процента на изменение на разходите за горива за транспорта и на разходите за труд и работна заплата, с писмо с изх. № О-05-00-2 от 28.04.2017 г. от Националния статистически институт (НСИ) е изискана информация относно процента на тяхното изменение за предходната календарна година. Информацията е получена с писмо с вх. № О-05-00-2 от 15.05.2017 г. и е както следва:

– Коефициент, отразяващ изменението на разходите за горива за транспорт, е минус 11,6%;

– Коефициент, отразяващ изменението на разходите за труд и работна заплата, е плюс 9,5%.

Във връзка с определянето на процента на изменение на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от биомаса, с писмо с изх. № Е-03-13-3 от 28.04.2017 г. от министъра на земеделието, храните и горите е изискана информация относно годишните индекси за изменение на суровините за производство на електрическа енергия от биомаса за предходната календарна година. Информацията е получена с писмо с вх. № Е-03-13-3 от 16.05.2017 г., от което е видно, че средният индекс за изменението на средната цена на дървесината за технологична преработка и дърва за огрев за периода 01.04.2016 г. – 31.03.2017 г. спрямо периода 01.04.2015 г. – 31.03.2016 г. е **100,7 на сто** спрямо предходния период (индекс 100).

Във връзка с изложеното по-горе в решението, в ценовия модел за електрически централи с мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други

дървесни отпадъци с комбинирано производство, са коригирани следните ценови параметри: пълни ефективни часове – 7 000 h (нетно специфично производство в размер на 6 300 kWh/kW), калоричност на суровината – 2 600 kcal/kg, коефициент на полезно действие на първично вложената енергия в цикъла – 24% и цената на суровината на 75,93 лв./t.

С оглед на горното е извършена актуализация на определените от КЕВР цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, които са намерили приложение по отношение на въведени в експлоатация енергийни обекти.

### **АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-24 ОТ 30.06.2015 г.**

**А. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW и над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не повече от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони – Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 3 и т. 4:**

**I. Експлоатационни разходи:**

1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други:
  - за ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 74,03 лв./MWh;
  - за ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 69,54 лв./MWh.
2. Разходи за работни заплати:
  - за ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 61,91 лв./MWh;
  - за ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 38,70 лв./MWh.
3. Разходи за горива на транспорта:
  - за ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 24,65 лв./MWh;
  - за ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 29,75 лв./MWh.

**II. Разходи за суровини за производство на енергия:**

- за ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 178,57 лв./MWh;
- за ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 215,52 лв./MWh.

| Цена и елементи на цената,<br>в лв./MWh, без ДДС | лв./MWh       | %              |
|--------------------------------------------------|---------------|----------------|
| <b>ЕЦ до 500 kW</b>                              |               |                |
| <b>Цена, в т.ч.</b>                              | <b>486,20</b> | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                       | 337,38        | 69,39%         |
| за разходи за амортизации                        | 84,12         | 17,30%         |
| за възвръщаемост                                 | 64,70         | 13,31%         |
| <b>ЕЦ от 500 до 1500 kW</b>                      |               |                |
| <b>Цена, в т.ч.</b>                              | <b>449,77</b> | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                       | 350,40        | 77,91%         |
| за разходи за амортизации                        | 56,08         | 12,47%         |
| за възвръщаемост                                 | 43,28         | 9,62%          |

**Б. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони – Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 5:**

**I. Експлоатационни разходи:**

1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други:
  - за ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 79,42 лв./MWh.
2. Разходи за работни заплати:
  - за ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 66,42 лв./MWh.
3. Разходи за горива на транспорта:
  - за ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 12.65 лв./MWh.

**II. Разходи за суровини за производство на енергия:**

- за ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 83.43 лв./MWh.

| Цена и елементи на цената,<br>в лв./MWh, без ДДС | лв./MWh       | %              |
|--------------------------------------------------|---------------|----------------|
| <i>ЕЦ до 500 kW</i>                              |               |                |
| <b>Цена, в т.ч.</b>                              | <b>400,30</b> | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                       | 240,64        | 60,11%         |
| за разходи за амортизации                        | 90,25         | 22,55%         |
| за възвръщаемост                                 | 69,42         | 17,34%         |

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА  
ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С  
РЕШЕНИЕ № Ц-1 ОТ 28.01.2015 Г.**

**А. Актуализиране на преференциалната цена на електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 6:**

**I. Експлоатационни разходи:**

1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други:
  - за централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 105,36 лв./MWh.
2. Разходи за работни заплати:
  - за централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,53 лв./MWh.
3. Разходи за горива на транспорта:
  - за централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,54 лв./MWh.

**II. Разходи за суровини за производство на енергия:**

- за централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 48,05 лв./MWh.

| Цена и елементи на цената                                                 | лв./MWh<br>(без ДДС) | %              |
|---------------------------------------------------------------------------|----------------------|----------------|
| <i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство</i> |                      |                |
| <b>Цена, в т.ч.</b>                                                       | <b>348,28</b>        | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                                                | 171,12               | 49,13%         |
| за разходи за амортизации                                                 | 100,35               | 28,81%         |
| за възвръщаемост                                                          | 76,81                | 22,06%         |

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА  
ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С  
РЕШЕНИЕ № Ц-13 ОТ 01.07.2014 Г.**

**А. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 35:**

**I. Експлоатационни разходи:**

1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други:
  - за централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 99,97 лв./MWh.
2. Разходи за работни заплати:
  - за централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 38,82 лв./MWh.
3. Разходи за горива на транспорта:
  - за централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7,03 лв./MWh.

**II. Разходи за суровини за производство на енергия:**

- за централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 157,06 лв./MWh.

| Цена и елементи на цената                                                              | лв./MWh<br>(без ДДС) | %              |
|----------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|----------------|
| <i>централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, с комбинирано производство</i> |                      |                |
| <b>Цена, в т.ч.</b>                                                                    | <b>449,99</b>        | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                                                             | 298,64               | 66,37%         |
| за разходи за амортизации                                                              | 82,62                | 18,36%         |
| за възвръщаемост                                                                       | 68,73                | 15,27%         |

**Б. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци и отпадъци, от прочистване на гори и горско подрязване, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 37:**

**I. Експлоатационни разходи:**

1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други:
  - за централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 104,98 лв./MWh.
2. Разходи за горива на транспорта:
  - за централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,54 лв./MWh.
3. Разходи за работни заплати:
  - за централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,53 лв./MWh.

**II. Разходи за суровини за производство на енергия:**

- за централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 48,05 лв./MWh.

| Цена и елементи на цената | лв./MWh<br>(без ДДС) | % |
|---------------------------|----------------------|---|
|---------------------------|----------------------|---|

| <i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство</i> |               |                |
|---------------------------------------------------------------------------|---------------|----------------|
| <b>Цена, в т.ч.</b>                                                       | <b>350,34</b> | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                                                | 166,95        | 47,65%         |
| за разходи за амортизации                                                 | 100,35        | 28,64%         |
| за възвръщаемост                                                          | 83,05         | 23,71%         |

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-19 ОТ 28.06.2013 г.**

**А. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW и над 5 MW от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 27, т. 28 и т. 29:**

**I. Експлоатационни разходи:**

1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други:

– за ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 48,17 лв./MWh;

– за ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 51,61 лв./MWh;

– за ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 44,90 лв./MWh.

2. Разходи за горива на транспорта:

– за ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 6,64 лв./MWh;

– за ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 11,03 лв./MWh;

– за ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 6,20 лв./MWh.

3. Разходи за работни заплати:

– за ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 16,85 лв./MWh;

– за ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 14,44 лв./MWh;

– за ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 4,68 лв./MWh.

**II. Разходи за суровини за производство на енергия:**

– за ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 42,43 лв./MWh;

– за ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от

прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 116,27 лв./MWh;

– за електрически централи над 5 MW разходите за суровини са равни на нула, поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци.

| Цена и елементи на цената                     | лв./MWh<br>(без ДДС) | %              |
|-----------------------------------------------|----------------------|----------------|
| <b>ЕЦ до 5 MW</b>                             |                      |                |
| <b>Цена, в т.ч.</b>                           | <b>204,33</b>        | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                    | 111,62               | 54,63%         |
| за разходи за амортизации                     | 50,71                | 24,82%         |
| за възвръщаемост                              | 42,01                | 20,56%         |
| <b>ЕЦ до 5 MW, с комбинирано производство</b> |                      |                |
| <b>Цена, в т.ч.</b>                           | <b>289,78</b>        | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                    | 190,48               | 65,73%         |
| за разходи за амортизации                     | 54,33                | 18,75%         |
| за възвръщаемост                              | 44,97                | 15,52%         |
| <b>ЕЦ над 5 MW</b>                            |                      |                |
| <b>Цена, в т.ч.</b>                           | <b>138,19</b>        | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                    | 51,87                | 37,53%         |
| за разходи за амортизации                     | 47,27                | 34,20%         |
| за възвръщаемост                              | 39,06                | 28,26%         |

**Б. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 35:**

**I. Експлоатационни разходи:**

1. Разходи за опазване на околна среда, ремонти, материали и други:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 99,97 лв./MWh.

2. Разходи за горива на транспорта:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7,03 лв./MWh.

3. Разходи за работни заплати:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 42,90 лв./MWh.

**II. Разходи за суровини за производство на енергия:**

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 157,06 лв./MWh.

| Цена и елементи на цената                                                                    | лв./MWh<br>(без ДДС) | %              |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|----------------|
| <b>ЕЦ над 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия</b> |                      |                |
| <b>Цена, в т.ч.</b>                                                                          | <b>456,22</b>        | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                                                                   | 304,83               | 66,82%         |
| за разходи за амортизации                                                                    | 82,62                | 18,11%         |

|                  |       |        |
|------------------|-------|--------|
| за възвръщаемост | 68,77 | 15,07% |
|------------------|-------|--------|

**В. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 32:**

**I. Експлоатационни разходи:**

1. Разходи за опазване на околна среда, ремонти, материали и други:
  - ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 76,61 лв./MWh.
2. Разходи за горива на транспорта:
  - ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 5,83 лв./MWh.
3. Разходи за работни заплати:
  - ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 62,11 лв./MWh.

**II. Разходи за суровини за производство на енергия:**

- ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 130,13 лв./MWh.

| Цена и елементи на цената                                              | лв./MWh<br>(без ДДС) | %              |
|------------------------------------------------------------------------|----------------------|----------------|
| <b>ЕЦ до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия</b> |                      |                |
| <b>Цена, в т.ч.</b>                                                    | <b>457,63</b>        | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                                             | 270,79               | 59,17%         |
| за разходи за амортизации                                              | 102,15               | 22,32%         |
| за възвръщаемост                                                       | 84,70                | 18,51%         |

**Г. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 37:**

**I. Експлоатационни разходи:**

1. Разходи за опазване на околна среда, ремонти, материали и други:
  - за централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство – 104,98 лв./MWh.
2. Разходи за горива на транспорта:
  - ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,54 лв./MWh;
3. Разходи за работни заплати:
  - ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,53 лв./MWh.

**II. Разходи за суровини за производство на енергия:**

- за централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство – 85,36 лв./MWh.

| Цена и елементи на цената,<br>в лв./MWh, без ДДС                  | лв./MWh       | %              |
|-------------------------------------------------------------------|---------------|----------------|
| <b>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл</b> |               |                |
| <b>Цена, в т.ч.</b>                                               | <b>388,42</b> | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                                        | 205,02        | 52,78%         |



|                           |        |        |
|---------------------------|--------|--------|
| за разходи за амортизации | 100,35 | 25,83% |
| за възвръщаемост          | 83,05  | 21,38% |

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА  
ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С  
РЕШЕНИЕ № Ц-18 ОТ 28.06.2012 г.**

**А. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции – Решение № Ц-18 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 33:**

**I. Експлоатационни разходи:**

1. Разходи за опазване на околна среда, ремонти, материали и други:
  - за централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство – 121,60 лв./MWh.
2. Разходи за горива на транспорта:
  - ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,43 лв./MWh.
3. Разходи за работни заплати:
  - ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,53 лв./MWh.

**II. Разходи за суровини за производство на енергия:**

- за централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство – 41,06 лв./MWh.

| Цена и елементи на цената,<br>в лв./MWh, без ДДС                      | лв./MWh       | %              |
|-----------------------------------------------------------------------|---------------|----------------|
| <i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран<br/>цикъл</i> |               |                |
| <b>Цена, в т.ч.</b>                                                   | <b>359,36</b> | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                                            | 175,82        | 48,93%         |
| за разходи за амортизации                                             | 100,35        | 27,92%         |
| за възвръщаемост                                                      | 83,19         | 23,15%         |

**Б. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници чрез електрическа централа с инсталирана мощност над 5 MW, работеща с дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и др. дървесни отпадъци – Решение № Ц-18 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 25:**

**I. Експлоатационни разходи:**

1. Разходи за опазване на околна среда, ремонти, материали и други:
    - за централи с инсталирана мощност над 5 MW – 48,86 лв./MWh.
  2. Разходи за горива на транспорта:
    - ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW – 6,20 лв./MWh.
  3. Разходи за работни заплати:
    - ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW – 4,68 лв./MWh.
- За електрически централи над 5 MW разходите за суровина са равни на нула, поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци.

| Цена и елементи на цената,<br>в лв./MWh, без ДДС | лв./MWh | % |
|--------------------------------------------------|---------|---|
| <i>централи с инсталирана мощност над 5 MW</i>   |         |   |

|                            |               |                |
|----------------------------|---------------|----------------|
| <b>Цена, в т.ч.</b>        | <b>149,45</b> | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи | 55,53         | 37,15%         |
| за разходи за амортизации  | 51,43,        | 34,41%         |
| за възвръщаемост           | 42,49         | 28,43%         |

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА  
ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С  
РЕШЕНИЕ № Ц-18 ОТ 20.06.2011 г.**

**А. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци – Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 16, т. 17 и т. 18:**

**I. Експлоатационни разходи:**

1. Разходи за опазване на околна среда, ремонти, материали и други:

– за ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 47,96 лв./MWh;

– за ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 44,62 лв./MWh;

– за ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 48,86 лв./MWh.

2. Разходи за горива на транспорта:

– за ЕЦ работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 9,10 лв./MWh;

– за ЕЦ работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 11,03 лв./MWh;

– за ЕЦ работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 6,20 лв./MWh.

3. Разходи за работни заплати:

– за ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 16,85 лв./MWh;

– за ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 14,44 лв./MWh;

– за ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 4,68 лв./MWh.

**II. Разходи за суровини за производство на енергия:**

– за ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 58,14 лв./MWh;

– за ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 116,27 лв./MWh.

– за електрически централи над 5 MW разходите за суровина са равни на нула,

поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци.

| Цена и елементи на цената, в<br>лв./MWh, без ДДС | лв./MWh       | %              |
|--------------------------------------------------|---------------|----------------|
| <b>ЕЦ до 5 MW</b>                                |               |                |
| <b>Цена, в т.ч.</b>                              | <b>233,68</b> | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                       | 128,97        | 55,19%         |
| за разходи за амортизации                        | 50,71         | 21,70%         |
| за възвръщаемост                                 | 54,00         | 23,11%         |
| <b>ЕЦ до 5 MW, с комбиниран цикъл</b>            |               |                |
| <b>Цена, в т.ч.</b>                              | <b>295,83</b> | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                       | 183,75        | 62,11%         |
| за разходи за амортизации                        | 54,33         | 18,37%         |
| за възвръщаемост                                 | 57,75         | 19,52%         |
| <b>ЕЦ над 5 MW</b>                               |               |                |
| <b>Цена, в т.ч.</b>                              | <b>149,41</b> | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                       | 55,49         | 37,14%         |
| за разходи за амортизации                        | 51,43         | 34,42%         |
| за възвръщаемост                                 | 42,49         | 28,44%         |

**Б. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 22:**

**I. Експлоатационни разходи:**

1. Разходи за опазване на околна среда, ремонти, материали и други:  
– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 114,05 лв./MWh.
2. Разходи за горива на транспорта:  
– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7,03 лв./MWh.
3. Разходи за работни заплати:  
– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 38,82 лв./MWh.

**II. Разходи за суровини за производство на енергия:**

- ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 158,19 лв./MWh.

| Цена и елементи на цената,<br>в лв./MWh, без ДДС | лв./MWh       | %              |
|--------------------------------------------------|---------------|----------------|
| <b>ЕЦ над 0,150 до 1 MW</b>                      |               |                |
| <b>Цена, в т.ч.</b>                              | <b>434,84</b> | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                       | 318,81        | 73,32%         |
| за разходи за амортизации                        | 55,73         | 12,82%         |
| за възвръщаемост                                 | 60,29         | 13,86%         |

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ЦЕНАТА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ ВЪЗОБНОВЯЕМИ ИЗТОЧНИЦИ ЧРЕЗ ТЕРМИЧНА ГАЗИФИКАЦИЯ НА БИОМАСА И/ИЛИ БИОРАЗГРАДИМИ ФРАКЦИИ,**

## ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-35 ОТ 27.10.2011 г.

**А. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 2:**

**I. Експлоатационни разходи:**

1. Разходи за опазване на околна среда, ремонти, материали и други:
  - за централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 132,54 лв./MWh.
2. Разходи за горива на транспорта:
  - ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,43 лв./MWh.
3. Разходи за работни заплати:
  - ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,53 лв./MWh.

**II. Разходи за суровини за производство на енергия:**

- за централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 41,06 лв./MWh.

| Цена и елементи на цената,<br>в лв./MWh, без ДДС                      | лв./MWh       | %              |
|-----------------------------------------------------------------------|---------------|----------------|
| <i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран<br/>цикъл</i> |               |                |
| <b>Цена, в т.ч.</b>                                                   | <b>392,08</b> | <b>100,00%</b> |
| за експлоатационни разходи                                            | 184,68        | 47,10%         |
| за разходи за амортизации                                             | 100,35        | 25,59%         |
| за възвръщаемост                                                      | 107,06        | 27,30%         |

**Изказвания по т.2:**

Докладва И. Александров. След проведеното открито заседание и обществено обсъждане по заявлението е постъпило възражение от „Еко Енерджи мениджмънт“ ООД с принципни забележки и възражения по параметрите на цените. И. Александров каза, че иска да припомни елементите, които са променени при Решение № Ц-1. Променените параметри са ефективността (от 30% става на 24%), цената на суровината от отпадъчен продукт (от 46 лв. става на 75 лв.), както и калоричността на суровината, която от 3700 ккал/кг е променена на 2600 ккал/кг. Това е следствие от качеството на суровината, която се изгаря в подобни инсталации и е с висока влажност. Възражението на представителя на „Еко Енерджи мениджмънт“ ООД е в тази насока: да бъде обърнато внимание на решенията, при които тези параметри не са променени. Работната група си е позволила да предложи в този проект на решение промяна на цените за комбинирано производство на инсталации, които работят с биомаса. Проманата, освен с тези три параметъра, е и в още един параметър, който при прехода от Решение Ц-1 към Решение Ц-11 не е променен. Това са ефективните работни часове, които са останали на 7000 работни часа. В следващите две решение тези часове са непроменени и са в размер на 6000. В този проект на решение е променен и четвъртият параметър, за да бъде в съответствие с вече направените от Комисията промени. В Решение № Ц-11 цената е 286,75 лв. В това решение цената е малко над 289 лв. Разликата от 3 лв. е следствие от индексации през годините, които са се получили в двете посоки. Това е ключовата промяна в цените по това заявление. Другите цени се променят с част от процента.

И. Иванов каза, че е редно работната група да прочете проекта на решение, но само в същностната му част, т.е. кои са отделните сегменти на тези възобновяеми източници, които се актуализират. Може да няма спиране върху конкретните експлоатационни

разходи, както и на разходите на суровини за производство на енергия. Може само да се фиксира цената, след като се съобщи за кой тип производители се касае.

И. Александров прочете началните точки от проекта на решение:

На основание чл. 32, ал. 1, т. 1 и чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници,

## КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

I. Определя, считано от 01.07.2017 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, както следва:

1. Фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии - 271,67 лв./MWh, при нетно специфично производство 1 261 kWh/kWp.

2. Фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии - 231,20 лв./MWh, при нетно специфично производство 1 261 kWh/kWp.

II. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW и над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони - Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 3 и т. 4, както следва:

1. Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW - 486,20 лв./MWh.

2. Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW - 449,77 лв./MWh.

III. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони - Решение Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 5 - 400,30 лв./MWh.

IV. Актуализира преференциалната цена на електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл - Решение Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 6, както следва:

1. Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия - 348,28 лв./MWh.

V. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбиниран цикъл - Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 35, както следва:

1. Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия - 449,99 лв./MWh.

Е. Алексиева представи следващите точки от решението:

VI. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци и отпадъци, от прочистване на гори и горско подрязване, с комбиниран цикъл - Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 37, както следва:

1. Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия - 350,34 лв./MWh.

VII. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW и над 5 MW от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци - Решение Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 27, т. 28 и т. 29, както следва:

1. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 204,33 лв./MWh.

2. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 289,78 лв./MWh.

3. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 138,19 лв./MWh.

VIII. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електроцентрали с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство - Решение Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 35, както следва:

1. Електрически централи, с инсталирана мощност над 0.5 MW до 1.5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия - 456,22 лв./MWh.

IX. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 32, както следва:

1. Електрически централи, с инсталирана мощност до 0.5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия - 457,63 лв./MWh.

X. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции - Решение Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 37, както следва:

1. Електрически централи, с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия - 388,42 лв./MWh.

XI. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции – Решение Ц-18 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 33, както следва:

1. Електрически централи, с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл - 359,36 лв./MWh.

И. Иванов обърна внимание, че става въпрос за годишно решение. При определени случаи се изисква протокол и аудио запис от тези заседания. Трябва да се прочете всичко по решението.

Ц. Камбурова представи останалите точки от проекта на решение:

XII. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от възобновяеми източници чрез електрическа централа с инсталирана мощност над 5 MW, работеща с дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и др.

дървесни отпадъци – Решение Ц-18 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 25, както следва:

1. Електрически централи, с инсталирана мощност над 5 MW – 149,45 лв./MWh.

XIII. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци - Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 16, т. 17 и т. 18, както следва:

1. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 233,68 лв./MWh.

2. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 295,83 лв./MWh.

3. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 149,41 лв./MWh.

XIV. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електроцентрали, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции - Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 22, както следва:

1. Електрически централи, с инсталирана мощност от 0.150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия - 434,84 лв./MWh.

XV. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от възобновяеми източници чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбиниран цикъл – Решение Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 2, както следва:

1. Електрически централи, с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл 392,08 лв./MWh.

Решението подлежи на обжалване пред Административен съд – София град в 14 (четиринадесет) дневен срок.

И. Иванов каза, че И. Александров е отразил направената промяна след проведеното открито заседание и обществено обсъждане, както и това, което не е взето предвид, за да бъде мотивирано решението на работната група.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

На основание чл. 32, ал. 1, т. 1 и чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници,

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

I. Определя, считано от 01.07.2017 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, както следва:

1. Фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 271,67 лв./MWh, при нетно специфично производство 1 261 kWh/kWp.

2. Фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 231,20 лв./MWh, при нетно

специфично производство 1 261 kWh/kWp.

II. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW и над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони – Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 3 и т. 4, както следва:

1. Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 486,20 лв./MWh.

2. Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 449,77 лв./MWh.

III. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони – Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 5 – 400,30 лв./MWh.

IV. Актуализира преференциалната цена на електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 6, както следва:

1. Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 348,28 лв./MWh.

V. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 35, както следва:

1. Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 449,99 лв./MWh.

VI. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци и отпадъци от прочистване на гори и горско подрязване, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 37, както следва:

1. Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 350,34 лв./MWh.

VII. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW и над 5 MW от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 27, т. 28 и т. 29, както следва:

1. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 204,33 лв./MWh.

2. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 289,78 лв./MWh.

3. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 138,19 лв./MWh.

VIII. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена



от електроцентрали с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 35, както следва:

1. Електрически централи с инсталирана мощност над 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 456,22 лв./MWh.

IX. Актуализира цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 32, както следва:

1. Електрически централи с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 457,63 лв./MWh.

X. Актуализира цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 37, както следва:

1. Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 388,42 лв./MWh.

XI. Актуализира цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции – Решение № Ц-18 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 33, както следва:

1. Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 359,36 лв./MWh.

XII. Актуализира цената на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници чрез електрическа централа с инсталирана мощност над 5 MW, работеща с дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и др. дървесни отпадъци – Решение № Ц-18 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 25, както следва:

1. Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW – 149,45 лв./MWh.

XIII. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци – Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 16, т. 17 и т. 18, както следва:

1. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 233,68 лв./MWh.

2. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 295,83 лв./MWh.

3. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 149,41 лв./MWh.

XIV. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 22, както следва:

1. Електрически централи с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 434,84 лв./MWh.

XV. Актуализира цената на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 2, както следва:

1. Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 392,08 лв./MWh.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за“**, от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията, като разгледа **преписка, образувана по заявления с вх. № Е-14-01-19 от 03.04.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия и заявление за утвърждаване на цени за присъединяване на нови потребители, подадени от „Топлофикация София” ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-49-5 от 31.03.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ЕВН България Топлофикация” ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-04-6 от 06.04.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Плевен” ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-13-7 от 03.04.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация-Бургас” ЕАД, преписка, образувана по заявления с вх. № Е-14-53-5 от 03.04.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадени от „Веолия Енерджи Варна” ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-06-3 от 03.04.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа енергия и заявление с вх. № Е-14-06-4 от 04.04.2017 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия, подадени от „Топлофикация-Враца” ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-05-4 от 03.04.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация-ВТ” АД, преписка, образувана по заявления с вх. № Е-14-16-5 от 31.03.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадени от „Топлофикация Разград” ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-56-3 от 02.05.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Юлико Евротрейд” ЕООД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-15-57-18 от 30.03.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Овергаз мрежи“ АД - ЛОЦ „Овча купел“, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-09-8 от 03.04.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Русе” ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-03-7 от 31.03.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация - Перник” АД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-07-4 от 06.04.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация-Сливен” ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-11-57 от 03.04.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация-Габрово” ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-24-8 от 31.03.2017 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, подадено от „АЕЦ Козлодуй” ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-68-4 от 31.03.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Когрийн” ООД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-70-4 от 21.04.2017 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Оранжерии Гимел” АД за ТЕЦ Оранжерийен комплекс 500 дка (с. Мокрище и с. Звъничево, обл. Пазарджик), преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-70-3 от 20.04.2017 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Оранжерии Гимел” АД за ТЕЦ Оранжерийен комплекс 200 дка**

(с. Братаница, обл. Пазарджик), преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-73-3 от 18.04.2017 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Оранжерии Гимел II” ЕООД за ТЕЦ „Оранжерия Левски”, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-76-4 от 04.04.2017 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Инертстрой - Калето” АД, преписка, образувана по заявление с № Е-14-62-2 от 31.03.2017 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „3-Пауър” ООД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-59-4 от 31.03.2017 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от ЧЗП „Румяна Величкова”, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-58-1 от 06.04.2017 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Алт Ко” АД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-31-3 от 03.04.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Брикел” ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. Е-14-38-5 от 31.03.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ТЕЦ Свищов” АД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-35-7 от 31.03.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Видахим” АД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-55-2 от 31.03.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ТЕЦ Горна Оряховица” ЕАД, преписка, образувана по заявление с вх. Е-14-61-1 от 27.03.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Декотекс” АД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-57-5 от 31.03.2017 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Зебра” АД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-77-2 от 04.04.2017 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Белла България” АД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-63-4 от 31.03.2017 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Димитър Маджаров - 2” ЕООД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-69-2 от 03.04.2017 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Овердрайв” АД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-65-4 от 31.03.2017 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „МБАЛ – Търговище” АД, преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-75-3 от 10.04.2017 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович” АД, доклад с вх. № Е-Дк-309 от 26.05.2017 г. и събраните данни и доказателства при проведените на 06.06.2017 г. открито заседание и на 13.06.2017 г. обществено обсъждане, установи следното:

На основание 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. Разпоредбите на чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4 от ЗЕ определят, че на регулиране от Комисията подлежат цените, по които производителите продават топлинна енергия на топлопреносното предприятие и на пряко присъединени клиенти и по които топлопреносното предприятие продава топлинна енергия на 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 по високоефективен комбиниран начин от централите с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по ал. 1, се определя по начина, посочен в ал. 3 на чл. 33 от ЗЕ, а именно на база индивидуалните разходи за производство и добавка, определена от Комисията по групи производители и по критерии съгласно чл. 24 от Наредба № 1 от 14 март 2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ). Съгласно чл. 33, ал. 5 от ЗЕ, по предложение на съответното топлопреносно предприятие Комисията определя

преференциална цена на топлинна енергия за асоциацията по чл. 151, ал. 1 и за доставчика по чл. 149а от ЗЕ.

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.

Основните принципи на ценово регулиране са заложи в ЗЕ, а методите за регулиране на цените, правилата за тяхното образуване или определяне и изменение, редът за предоставяне на информация, внасяне на предложенията за цените и утвърждаването на цените се определят с наредби за електрическата енергия и топлинната енергия.

Във връзка с решение по протокол № 28 от 21.02.2012 г. на Комисията за прилагане на метод „Норма на възвръщаемост на капитала” за дружествата от сектор „Топлоенергетика” и на основание чл. 36, ал. 1, изр. второ от ЗЕ, са разработени Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала”, приети с решение по протокол № 95 от 25.05.2015 г., т. 8 на КЕВР (Указания-НВ).

Правната рамка на метода на ценово регулиране „Норма на възвръщаемост на капитала” се съдържа в ЗЕ, Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ) и НРЦЕЕ.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ и от НРЦЕЕ това е метод, при който Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторен период не по-кратък от една година; следващ регулаторен преглед се извършва по решение на Комисията или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи.

По смисъла на § 1, т. 15 от Допълнителните разпоредби на НРЦТЕ и § 1, т. 15 от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ „регулаторен преглед” означава дейност, при която Комисията извършва анализ и оценка на отчетната информация за базисната година и прогнозната информация за следващ ценови/регулаторен период, предоставена от енергийните предприятия. В резултат на регулаторния преглед, при прилагане на метода „норма на възвръщаемост на капитала”, Комисията утвърждава прогнозните необходими приходи и цените на енергийните предприятия, включително икономически обосноваването разходи и възвръщаемост на капитала.

След извършен регулаторен преглед, считано от 01.07.2016 г., с решение № Ц-18 от 30.06.2016 г. Комисията е утвърдила пределни цени на топлинната енергия и е определила преференциални цени на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала” на 35 дружества от сектор „Топлоенергетика”.

Със следните решения Комисията е утвърдила цени на енергия за нов регулаторен период на три дружества при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала”, както следва:

- решение № Ц-37 от 12.10.2016 г. за утвърждаване на пределна цена на топлинната енергия и определяне преференциална цена на електрическата енергия на „Топлофикация Петрич“ ЕАД;

- решение № Ц-1 от 15.02.2017 г. за утвърждаване на пределна цена на топлинната енергия на „Коген Загоре“ ЕООД.

- решение № Ц-9 от 17.05.2017 г. за определяне на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия на „Оранжеви - Петров дол” ООД.

По време на ценовите периоди, във връзка с промяната на цените на входа на газопредаващата мрежа, с решение № Ц-6 от 07.04.2017 г., считано от 07.04.2017 г., Комисията е утвърдила изменение на пределните цени на топлинната енергия и на

преференциалните цени на електрическата енергия на 29 дружества в резултат на изменението на цената на природния газ на „Булгаргаз“ ЕАД, както и на изменението на съответната цена на газоразпределителните дружества.

С решение № Ц-8 от 28.04.2017 г. Комисията е изменила, считано от 01.05.2017 г., преференциалната цена на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия на „Топлофикация Русе“ ЕАД.

На основание чл. 3, ал. 2, т. 1, във връзка с чл. 24 от НРЦТЕ с писмо на Комисията с изх. № Е-14-00-3 от 01.03.2017 г. на 36 дружества от сектор „Топлоенергетика“ е указано до 01.04.2017 г. да подадат заявления в КЕВР за утвърждаване на цените на енергия, като представят:

#### **I. Отчетни данни, в т. ч.:**

1. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. (Приложение № 3);
2. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия (Приложение № 3);
3. Отчетна информация за 2016 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9;
4. Отчетна информация за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от №1 до № 9;
5. Отчетна информация за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, собствени нужди, нето, в т. ч.:
  - собствено потребление, (MWh);
  - продажба на потребители, (MWh);
  - продажба на НЕК ЕАД, (MWh);
  - продажба на краен снабдител, (MWh).
6. Цените на горивата да бъдат изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените (Приложение № 2).

*\*За ценовия период (12-месечен период) информацията да бъде изготвена, като отчет за периода 01.07.2016-31.03.2017 г. и прогноза за периода 01.04.2017-30.06.2017 г.*

7. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2015 г., 2016 г. и ценовия период 01.07.2016-30.06.2017 г., съгласно приложена справка (Приложение № 4).

8. Одитиран годишен финансов отчет за 2016 г., с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, вкл. доклад за дейността на дружеството.

В приложената информация към годишния финансов отчет е необходимо да се представят допълнителни справки и пояснения относно прилагането на Единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането, приета с протоколно решение № 90/03.08.2006 г. на Комисията. На основание чл. 37, ал. 3 от ЗЕ енергийните предприятия, които подлежат на независим финансов одит, следва да представят на Комисията одиторски доклад за спазването на правилата за водене на отделната счетоводна отчетност.

9. Данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г., по т. 1.

#### **II. Прогнозни данни:**

1. Прогнозната информация се изготвя и представя в

съответствие с Указанията-НВ, публикувани на интернет страницата на КЕВР, по приложения модел (справки от № 1 - № 9).

2. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, собствени нужди, нето, в т. ч.:

- собствено потребление, (MWh);
- продажба на потребители, (MWh);
- продажба на НЕК ЕАД, (MWh);
- продажба на краен снабдител, (MWh).

3. За следващия регулаторен период стойността на дълготрайните активи, пряко свързани с регулираната дейност, заложена в регулаторната база на активите, е към 31.12.2016 г. и в съответствие с Раздел II на Указанията-НВ.

4. Дружествата представят на Комисията писмени обосновки на прогнозните ценообразуващи елементи, придружени с доказателства и подробна аргументация, относно необходимостта и икономическата им целесъобразност.

5. Договори за продажба на електрическа енергия за 2017 г., с всички приложения към тях (вкл. спецификациите към договорите).

6. Копие на действащите договори за доставка на въглища, течни горива и биогорива с всички приложения към тях.

7. Доказателства за изпълнение на изискванията на чл. 29 от НРЦТЕ за оповестяване на предложените цени в средствата за масова информация в едномесечен срок преди подаване на заявлението в КЕВР.

8. Доказателство за платена такса за разглеждане на заявлението.

Изчисленията да се извършат при следните условия:

1. Структура на капитала към 31.12.2016 г., с примерна стойност на нормата на възвръщаемост на собствения капитал равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период.

2. Прогнозни ценови параметри:

- природен газ – действащата цена към момента на подаване на заявлението;
- въглища, течни горива и биогорива - среднопретеглена цена между наличните количества на склад към 01.03.2017 г. и по действащите договори за доставка (Приложение № 2);

3. Прогнозен курс на долара – валутен курс, валиден към датата на подаване на заявлението;

4. Примерна стойност на добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - определената от КЕВР за съответното дружество, считано от 01.04.2017 г.

С оглед осъществяване на правомощията на КЕВР по ценовото регулиране, произтичащи от ЗЕ и подзаконовите актове по прилагането му и във връзка с подадените от дружествата от сектор „Топлоенергетика” заявления за утвърждаване на цени на енергия, работната група, създадена със Заповед № 3-Е-57 от 24.04.2017 г. на Председателя на КЕВР, извърши преглед на заявленията и приложенията към тях за съответствие с изискванията на НРЦТЕ и НРЦЕЕ, изпращане на писмени уведомления до заявителите за отстраняване на констатираните нередности и за представяне на информацията, необходима за преценка на исканията. След представяне от заявителите на необходимата информация е извършено проучване на данните и документите, съдържащи се в заявленията и приложенията към тях.

Основните цели на извършения в КЕВР регулаторен преглед са свързани с установяването на фактическите технико-икономически и финансови резултати на дружествата, като изходна предпоставка за утвърждаването на прогнозните данни за новия регулаторен период.

Конкретните задачи на регулаторния преглед са, както следва:

1. Да се съпоставят и сравнят утвърдените прогнозни технико-икономически параметри, за периода 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. и отчетените действителни параметри, постигнати след изтичане на прогнозния период, с цел да се установят отклоненията между тях и да се направи анализ на причините за тези отклонения.

2. Да се сравни нивото на утвърдената норма на възвръщаемост на собствения капитал, като елемент на действащите цени с действително постигнатата норма на възвръщаемост на собствения капитал, като се установят отклоненията и анализират причините за тях.

3. Да се оцени и сравни постигнатото общо финансово - икономическо състояние на дружествата към края на 2016 г., като предпоставка за осъществяване на дейността по лицензиите.

Индивидуалните констатации относно прегледа на отчетните технико-икономически и финансови резултати са показани в синтезиран вид за всяко от дружествата в сектор „Топлоенергетика” в доклад № Е-Дк-309 от 26.05.2017 г.

Констатациите от извършения анализ на фактическите технико-икономически и финансови резултати на енергийните предприятия обуславят извода, че по отношение на дружествата от сектор „Топлоенергетика” са налице предпоставките за извършване на регулаторен преглед и за утвърждаване на цени на енергия за нов регулаторен период съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ и чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ.

**След прегледа на представените от дружествата заявления за новия ценови период от 01.07.2017 г. при метод на регулиране „Норма на възвръщаемост на капитала” в ценообразуващите справки са нанесени корекции в съответствие с Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала”, приети с решение по протокол № 95 от 25.05.2015 г., т. 8 на КЕВР, и при прилагане на следния общ подход:**

1. Прогнозните условно-постоянни разходи (УПР) на дружествата са формирани при направен детайлен анализ на компонентите, като увеличения, в сравнение с отчетените стойности през изминалия регулаторен период, са допускани само при наличие на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от новата стойност. В общия случай прогнозните позиции на УПР са запазени на нивото на отчетените през 2016 г., през отчетния ценови период 01.07.2016 – 30.06.2017 г. или намалени в съответствие с променени обстоятелства в приетата производствена програма през новия ценови период - например драстично занижени режими на производство, в контекста на инсталираните мощности и натоварванията на съоръженията през изминалия ценови период или липса на мотивирана обосновка, както и периоди в годината, през които енергийното производство работи за собствено потребление на клиентите на неговата площадка. Към утвърдените от Комисията разходни позиции на УПР се допуска добавянето на нови само при подробна и аргументирана обосновка за необходимостта от тях и обосновка на конкретната стойност, в контекста на нейното намаляване, в резултат на икономията от мащаба. Корекциите на стойностите от тези предложени от дружествата нови разходни позиции целят и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени. Не се допускат неприсъщи разходи, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции или завишени разходи, вследствие прогнози за аварии и др.

1.1. Разходите за амортизации за регулаторни цели са изчислени на база отчетната стойност на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти при 15 г. за активите в производството и 20 г. за активите в преноса на топлинна енергия. Извършените инвестиции през регулаторния период се приема, че влизат в експлоатация по средата на периода, при което техните амортизации ще влязат в цените през следващия ценови период, изчислени с амортизационна норма съгласно Указания-НВ;

1.2. При разходите за ремонт са взети предвид мотивираните обосновки на дружествата за включените обекти и съоръжения със съответните стойности, отчетните разходи през 2016 г., както и възможностите на енергийните предприятия да осигурят

финансов и организационен ресурс за изпълнение на предвидените ремонтни дейности. При доказана необходимост от извършване на основен ремонт, произтичащ от задължителните технически указания на завода производител при изчерпване на определените часове в редовна експлоатация, разходите се прецизират с оглед недопускане в позицията разходи с инвестиционен характер;

1.3. По отношение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски и социални разходи са допускани увеличения на стойностите, в сравнение с отчетените такива в рамките до 10%, при мотивирани обосновки за необходимостта и значително изоставане на средната работна заплата в дружеството в сравнение със средната месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2016 г. в отрасъл „Енергетика“, която е в размер на 1 664 лв., съгласно данни на НСИ;

1.4. Разходи, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия, са включени в цените на база отчетна стойност на платените разходи за балансиране през 2016 г. за топлофикационните дружества и след направен анализ на реалните възможности за тяхното минимизиране;

1.5. Разходи, свързани с услугата „дялово разпределение“, не се включват в регулираните цени, като неприсъщи за лицензионната дейност;

1.6. Разходите за съдебни производства, в случай че са включени в утвърдените разходи са коригирани с приходите от спечелените съдебни процеси съобразно представената информация от дружествата.

2. Регулаторната база на активите (РБА) е в съответствие с изискванията на глава втора, раздел II от Указания-НВ. Признатата стойност на активите, които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности, е балансовата им стойност към 31.12.2016 г., като за регулаторния период не се включва преоценка на дълготрайни (нетекучи) активи, извършена съгласно Закона за счетоводството и Международните стандарти за финансова отчетност, извършена по време на предходния регулаторен период. За всички дружества оборотният капитал е изчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. Норма на възвръщаемост на капитала (НВ) е в съответствие с изискванията на глава втора, раздел III от Указания-НВ. **Нормата на възвръщаемост на собствения капитал** за всички дружества от сектора е определена съгласно т. 37 от Указания-НВ, при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ (принципът за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите), макроикономическата среда, специфичните условия на регулиране на дружествата, както и осигуряване на финансов ресурс за покриване на допълнителни невключени разходи, произтичащи от законови задължения и е **7%**. **Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал** е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като средно претеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал, при пределна пазарна цена на привлечения капитал **4,55%**, на основата на данни на БНБ към 31.12.2016 г. /Лихвен процент и обеми по салда по кредити в лева за сектори нефинансови предприятия/.

4. Прогнозните количества произведена електрическа и топлинна енергия са съгласно изискванията на глава трета, раздел I от Указания-НВ и в съответствие с реалните възможности за постигане на ефективни показатели на работа на съоръженията - собствени нужди и специфични разходни норми и др. При прогнозни режими на работа, които са немотивирано занижени или завишени като количества, в сравнение с отчетените такива през 2016 г. и с оглед на реалния топлинен товар, прогнозните производствени показатели са приведени до отчетените или коригирани частично в съответствие с тенденцията и реалните възможности за промяна.

5. Количествата на гориво за инсталациите за комбинирано производство са коригирани в съответствие с постигнатата през 2016 г. обща енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа енергия и топлинна енергия. За



инсталациите за разделно производство на топлинна енергия корекцията на горивото е направена в съответствие с постигнатата през 2016 г. енергийна ефективност на използваното гориво за производство на топлинна енергия и съответно КПД на водогрейните котли. За целите на ценовото регулиране, признатите от Комисията количества горива за новия ценови период не трябва да водят до влошаване на общата, електрическата и топлинната ефективности, изчислени съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за отчетния период, в съответствие с изискването на глава трета, раздел I, т. 10 от Указания-НВ, с изключение на случаите на обоснована от дружеството технологична промяна на режима на производство.

6. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са на база отчетен период, съобразени с производствената, ремонтна и инвестиционна програми, както и развитието на мрежите и реалните стойности на загубите, породени от намаленото потребление на топлинна енергия. Технологичните разходи по преноса са в съответствие с утвърдената методика от КЕВР, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ. За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа;

7. Корекции на количеството на електрическата енергия за собствени нужди и трансформация на централите са направени въз основа на отчета на технологичните разходи за производство на електрическата енергия за собствени нужди и трансформация за конкретния вид инсталация и разпределението им между електрическата и топлинната енергия.

8. За централите, работещи с основно гориво въглища, е направен анализ на икономическата обоснованост на представените от топлоенергийните предприятия прогнозни разходи за покупка на основно гориво на базата на отчетените стойности през 2016 г., периода 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г., включени в цените за изминалия ценови период, сравнителни анализи, при използване на данни от националната и международната практика, както и данни от митнически декларации за внос с отчитане на специфичните условия на всяка централа по доставката им. За целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи се включат разходи за основно гориво, получени като произведение от базова стойност на цената на въглищата, в резултат на извършен бенчмарк анализ и/или митнически декларации, съответните разходи за товаро-разтоварни дейности и транспорт, и съответното количество въглища за ценовия период. Борсовите стойности служат за отчитане на реалните тенденции, поради факта, че доставки за българския пазар реално не се извършват от конкретна борса, поради значително оскъпяване от транспортните разходи. При отчитането на тези обстоятелства, както и данни от митнически декларации за внос, които са в рамките на 100-110 USD/t, са направени корекции в цените на въглищата, като към приетата за базова стойност **88 USD/t** при калоричност 6000 kcal/kg са добавени транспортните и товаро-разтоварни дейности, в зависимост от допустимата товароносимост на корабите и транспортните дестинации в Черноморския басейн и река Дунав.

Предвид текущото запазване на действащата цена на лигнитните въглища на „Мини Марица изток“ ЕАД за доставка на лигнитни въглища на централите от комплекса, както и анализ на текущите икономически условия в страната, е прието за икономически обосновано разходите на дружествата за покупка на въглища, доставяни от местните български мини да бъдат изчислени по цени, не по-високи от отчетените на тон условно гориво.

Цената на биомасата се запазва на нива, не по-високи от отчетените на тон условно гориво стойности, с изключение на случаите на представени аргументирани обосновки,

придружени с доказващи ги разходни документи, в случай на промяна.

9. Разходите за акцизи за производство на топлинна енергия са изчислени при 0,60 лв./GJ за природен газ и 0,60 лв./GJ за въглища, съгласно Закона за акцизите и данъчните складове.

10. За дружествата, които нямат лицензия за производство на електрическа енергия, издадена по реда на ЗЕ, разходите за акцизи за производство на електрическа енергия са изчислени при 0,60 лв./GJ за природен газ и 0,60 лв./GJ за въглища, съгласно Закона за акцизите и данъчните складове.

11. Прогнозната цена на природен газ е **389,94 лв./knm<sup>3</sup>** (370,21 лв./knm<sup>3</sup> + 19,73 лв./knm<sup>3</sup>), съгласно Решение № Ц-16 от 01.07.2017 г., за дружества, присъединени към мрежата на „Булгаргаз“ ЕАД и съответната цена на газоразпределителните дружества;

12. Цената на електрическата енергия без постигнати показатели за високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) е равна на индивидуалната цена на електрическата енергия за съответното дружество при получаване на преференциалната цена.

13. Количествата емисии въглероден диоксид (CO<sub>2</sub>) за производство на електрическа енергия са в съответствие с изискванията на глава втора раздел I от Указания-НВ, като от верифицираните емисии през 2016 г., съгласно годишния доклад на МОСВ се извадят безплатните квоти, във връзка с модернизацията на подходите за производство на електрическа енергия по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) и съгласно изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.13 от Указания-НВ. За целите на ценообразуването е приета средна отчетна цена на CO<sub>2</sub> квоти за 2016 г. в размер **на 5,22 евро/t CO<sub>2</sub>**, която е изчислена въз основа на средномесечни отчетни цени за периода м. януари 2016 г. – м. декември 2016 г., по данни от електронния сайт на Европейска енергийна борса (European Energy Exchange): <http://www.eex.com/en/market-data/emission-allowances/auction-market/european-emission-allowances-auction/european-emission-allowances-auction-download>.

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, се определят като реално закупените количества от дружествата за 2016 г. се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t.

14. Прогнозен курс на долара – 1,79 лв./USD, среден курс за периода 20.04.2017 г. – 19.05.2017 г. по данни на БНБ.

15. Добавките по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ са определени в съответствие с критериите по чл. 24 от НРЦЕЕ и при спазване на принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, с оглед осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между групите клиенти и създаване на стимули за ефективна дейност на регулираните енергийни предприятия, с отчитане на конкретните разходни особености и нива на цените на топлинната и електрическа енергия. Съгласно принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ следва да се осигури равнопоставеност по отношение на определения размер на добавката между отделните категории енергийни предприятия, за които са присъщи един или повече критерии по чл. 24 от НРЦЕЕ.

По критерия „преобладаващ дял на топлинния товар за битови и небитови нужди“, производителите са разделени на две основни групи: топлофикационни дружества с преобладаващ топлинен товар за битови нужди за снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти и всички други производители в промишлеността, селското стопанство и здравеопазването, които имат топлинен товар изцяло или преобладаващ за небитови нужди.

По критерия „вид на използваното гориво“ топлофикационните дружества са разделени на две групи, като в едната са дружествата, използващи като основно гориво природен газ, а в другата - дружествата с централи с гориво въглища.

Топлофикационни дружества, използващи като основно гориво природен газ, са разделени на две групи – присъединени към газопреносната мрежа на „Булгаргаз“ ЕАД и присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, с оглед на разходните особености на цените на природния газ.

Производители в промишлеността, селското стопанство и здравеопазването по критерия „характер на топлинния товар за небитови нужди според производствената дейност в промишлеността и селското стопанство“ са разделени на две групи, като производителите в селското стопанство са отделени в самостоятелна група.

В съответствие с гореизложеното са определени добавки по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ, както следва:

1. За топлофикационни дружества, присъединени към мрежата на „Булгаргаз“

ЕАД:

- „Топлофикация София“ ЕАД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация Плевен“ ЕАД, „Топлофикация Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация Враца“ ЕАД, „Топлофикация Разград“ ЕАД и „Юлико Евротрейд“ ЕООД – **38,00 лв./MWh**;

2. За топлофикационни дружества, присъединени към съответната газоразпределителна мрежа - „Топлофикация ВТ“ АД и „Овергаз мрежи“ АД – **46,00 лв./MWh**;

3. За топлофикационни дружества, работещи с гориво въглища – **10,00 лв./MWh**;

4. За дружества с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в промишлеността (заводски централи) и в здравеопазването независимо от вида на горивото – **0,01 лв./MWh**;

5. За дружества с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в селското стопанство - **8,00 лв./MWh**.

В съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14, ал. 1 от ЗЕ, чл. 30 и чл. 31 от НРЦТЕ и чл. 47 и чл. 48 от НРЦЕЕ на 06.06.2017 г. и на 13.06.2017 г., Комисията е провела съответно открито заседание за разглеждане на доклад с вх. № Е-Дк-309 от 26.05.2017 г. (Доклада) и обществено обсъждане на проект на решение за утвърждаване, считано от 01.07.2017 г., на цени на топлинна енергия и на електрическата енергия от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“.

На откритото заседание Комисията е обсъдила със съответните енергийни дружества Доклада, след което в рамките на определения в чл. 30, ал. 4 от НРЦТЕ и чл. 47, ал. 3 от НРЦЕЕ срок от 3 дни, дружествата, направили възражения по Доклада, са имали възможност да представят своите писмени становища и обосновки.

На общественото обсъждане, на основание чл. 14, ал. 2 от ЗЕ, в качеството на заинтересовани лица, са били поканени да присъстват представители на: Министерство на енергетиката, Комисия по енергетика към Народното събрание, Омбудсман на Република България, Конфедерация на независимите синдикати в България, Конфедерация на труда „Подкрепа“, Българска стопанска камара, Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори, Българска браншова камара на енергетиците, Конфедерация на работодателите и индустриалците в България, Асоциация на индустриалния капитал в България, Българска търговско-промишлена палата, Асоциация на топлофикационните дружества в България, Федерация на потребителите в България, БНА „Активни потребители“, Комисия за защита на потребителите, Гражданско движение „ДНЕС“, Национална федерация на енергетиците и Независима синдикална федерация на енергетиците в България.

На общественото обсъждане са присъствали представители на: Асоциация на топлофикационните дружества, Гражданско движение „ДНЕС“, ЕСО ЕАД, Движение за радикална промяна „Българска пролет“, ТЕХРЕН, Граждански контрол, Гражданско сдружение за защита правата на гражданите и държавата, Граждански форум „Промяна“, „Топлофикация Плевен“ ЕАД, „Топлофикация Враца“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ ЕАД, „Топлофикация Перник“ АД, както и г-н Христо Маринов, г-н Иван Александров, г-жа

Невена Павлова, г-н Димитър Тодоров, г-жа Цветанка Цанева, г-жа Мария Асими, г-н Румен Симеонов, г-н Макари Новев и г-н Любомир Каменов.

Съгласно изискванията на чл. 14, ал. 3 от ЗЕ на заинтересованите лица е бил определен 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

В определения срок са постъпили писмени възражения и становища от следните дружества и заинтересовани лица: „Топлофикация София“ ЕАД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация Сливен“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Брикел“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ ЕАД, „Топлофикация Перник“ АД, „Топлофикация-Враца“ ЕАД, „Топлофикация Разград“ ЕАД, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, „Топлофикация Бургас“ ЕАД, „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ 200 дка, „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ 500 дка, „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, „Видахим“ АД, „ТЕЦ Свищов“ АД, „Овергаз Мрежи“ АД, „Топлофикация ВТ“ АД, „Топлофикация Плевен“ ЕАД, „Топлофикация Габрово“ ЕАД, „Национална електрическа компания“ ЕАД, Гражданско движение „ДНЕС“, както и от Цветанка Цанева, Румен Симеонов и Димитър Тодоров Тодоров, клиенти на „Топлофикация София“ ЕАД.

## **I. РЕГУЛАТОРЕН ПРЕГЛЕД И ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИ НА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“ ПРИ ПРИЛАГАНЕ НА МЕТОД „НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА“:**

### **1. „Топлофикация София“ ЕАД**

С писмо вх. № Е-14-01-19 от 03.04.2017 г. „Топлофикация София“ ЕАД е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия и заявление за утвърждаване на цени за присъединяване на нови потребители, към които е приложило на хартиен и електронен носител:

1. Отчетна информация за 2016 г., за ценови период 2016 г. - 2019 г. и прогноза за ценови период 2017 г. - 2018 г., разработена във форма и съдържание на справки от № 1 до № 9;

2. Техничко-икономически данни, включително и отчетите за продажбите през 2016 г., отчет за ценови период 2016 г.-2017 г. (Приложение № 3);

3. Информация за приходи от продажби на топлинна и електрическа енергия за 2015 г., 2016, г., отчет за ценови период 2016 г.-2017 г. (Приложение № 4) и данни за фактурирането;

4. Справка за цените на горивата (Приложение № 2);

5. Отчетна информация за 2016 г., за ценови период 2016 г. – 2017 г. и прогноза за ценови период 2017 г. – 2018 г. за производство, собствени нужди и продажба на електрическа енергия;

6. Одитиран годишен финансов отчет за 2016 г. с всички пояснителни приложения към него, както и допълнителни справки и пояснения относно прилагането на Единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането;

7. Справка за работата на инсталации за комбинирано производство в ТЕЦ;

8. Часова справка за подготовка и присъединяване на нови потребители на топлинна енергия;

9. Договор с „Енерго-Про Енергийни услуги“ ЕООД за покупко-продажба на електрическа енергия и участие в стандартна балансираща група от 16.01.2016 г. и допълнително споразумение към него от 09.02.2017 г.;

10. Споразумение с „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД) от 11.02.2015 г. относно погасяване на задълженията към „Булгаргаз“ ЕАД;

11. Копие на публикувана обява във вестник „Монитор“ на 28.02.2017 г.;

12. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от ВЕКП – 165,63 лв./MWh, в т.

ч.:

- индивидуална цена – 120,63 лв./MWh;

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - 45 лв./MWh;

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 79,42 лв./MWh;

3. Цена на топлинна енергия за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 77,04 лв./MWh;

4. Цена на топлинна енергия за доставчици по чл. 149а от ЗЕ – 77,04 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата:

- цена на природен газ - 382,99 лв./ $\text{knm}^3$ ;

- цена на мазут – 546,08 лв./t;

- цена на газьол – 1 633,77 лв./t.

**Обосновки на прогнозните ценообразуващи елементи, придружени с доказателства и подробна аргументация, относно необходимостта и икономическата им целесъобразност:**

**Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2016 г. и за ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г.**

➤ **Производство на топлинна енергия**

Производствената програма на дружеството за 2016 г. е изготвена при съблюдаване на тенденциите в потреблението на топлинна енергия през последните няколко години, като изпълнението ѝ е резултат от индивидуалното поведение на потребителите при консумиране на топлинната енергия, както и влиянието на климатичните фактори. Топлинната енергия, консумирана от клиентите (тази за разпределение), е в размер на 3 720 232 MWh и е с 5% по-малко спрямо заложените продажби през предходния ценови период.

През 2016 г. технологичните разходи по преноса са увеличени спрямо планираните и възлизат на 824 390 MWh, като увеличението от около 2.3% се дължи на по-големия брой пробиви по топлопреносната мрежа.

Отпуснатата топлинна енергия от топлоизточниците следва климатичните условия, респективно консумацията на потребителите и нивото на технологичните разходи по преноса. През отчетната 2016 г. в „Топлофикация София“ ЕАД са произведени

4 624 424 MWh топлинна енергия с топлоносител гореща вода за отопление и битово горещо водоснабдяване, което е с 4% по-малко от планираното. Причина за по-ниското производство и съответно продажба на топлинна енергия се дължи основно на планираните по-високи изчислителни денградуци за гр. София и по-краткия отоплителен сезон 2015-2016 г.

➤ **Производство на електрическа енергия**

През 2016 г. са произведени 846 049 MWh електрическа енергия, което е с 328 950 MWh или с около 28% по-малко в сравнение с планираното в предходния ценови период. Една от причините за намалението на производството на електрическа енергия се дължи на продължителен ремонт на ТГ № 8 (25 MW<sub>e</sub>) и ТГ №9 (35 MW<sub>e</sub>) в ТЕЦ „София“. В началото на отчетния период е експлоатиран ТГ №4 (30 MW<sub>e</sub>) в ТЕЦ „София изток“, като електрическата енергия произведена от съоръжението е реализирана на свободния пазар. След края на отоплителния сезон ТГ № 4 в ТЕЦ „София изток“ е изведен от експлоатация.

➤ **Специфичен разход на условно гориво**

Отчетените стойности на специфичния разход на условно гориво за производство на електрическа и топлинна енергия са по-ниски спрямо планираните за 2016 г.-2017 г.

**Прогнозни данни за ценови период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.:**

**Продажба на топлинна енергия**

При определяне прогнозните количества на продажбите са анализирани климатичните фактори и тенденциите на пазара на топлинна енергия по отношение на:

брой консуматори, присъединен топлинен товар, потребление на топлинна енергия за отопление и битово горещо водоснабдяване, поведение на клиентите. Взети са предвид и необходимите дейности за ремонт и инвестиции, които се отразяват на възможността за работа на основните съоръжения за производство и пренос на енергия.

Прогнозните продажби на топлинна енергия са в размер на 3 911 393 MWh и са с около 5% по-големи от базовата 2016 г., като са обусловени от климатичния фактор. Формираните денградуси за новия ценови период отразяват едно средно ниво и тенденцията в динамиката на денградусите. Продължителността на отоплителния сезон е приета за 175 дни, което е средна стойност за последните 10 години.

#### **Производствена програма за период м. 07. 2017г. ÷ м. 06. 2018 г.**

Продажбите, технологичните разходи по преноса и собствените нужди определят количеството на произведената топлинна енергия. На база тази енергия е определено прогнозното количество произведена електрическа енергия в двете топлоелектрически централи.

#### **Производство на топлинна енергия**

Прогнозираното за производство количество топлинна енергия през новия ценови период е в размер на 4 873 090 MWh, което е с повече от 5% над произведеното през базовата година, обусловено в най-голяма степен от климатичния фактор и следните предпоставки:

- **технологични разходи при преноса на топлинната енергия** - прогнозните технологични разходи при преноса на топлинна енергия са с относителен дял спрямо отпуснатата топлинна енергия в размер на 18,12%, при относителен дял през базовата година 18,14%. Прогнозираното намаление на относителния дял е около 0,02%, което е на равнището на базовата година.

Запазен е делът на загубите в абонатните станции (АС) в общия дял на технологичните разходи, който е около 0,85% от отпуснатата топлинна енергия, като и делът на загубите от топлоотдаване в топлопреносната мрежа и делът на загубите от изтичане.

- **собствени нужди** на инсталациите за производство – прогнозираните собствени нужди са в размер на 96 368 MWh, което представлява около 2% от общото производство. Относителният им дял е запазен спрямо базовата година.

През новия ценови период, в сравнение с базовата година, е планирано увеличение на продажбите с около 5,1%, при увеличение с около 5,4% на производството. Най-голяма роля за промяната на продажбите има климатичният фактор.

#### **Производство и продажба на електрическа енергия**

„Топлофикация София” ЕАД предвижда да произвежда по високоефективен начин комбинирана електрическа енергия. В съответствие с прогнозното количество топлинна енергия от комбинирано производство е и планираното количество произведена електрическа енергия. Нейното количество за новия ценови период е в размер на 932 700 MWh, което представлява увеличение с около 9% спрямо производството през 2016 г.

Увеличено е прогнозното производство на електрическа енергия спрямо отчетния период, тъй като в новата производствена програма не се планират ремонти на генериращите електроенергия мощности. През отчетния период е забавено извършването на планов ремонт на ТГ №9 в ТЕЦ „София”. В началото на отоплителен сезон 2016/2017 г., ТГ №8 в ТЕЦ „София” е изведен за основен ремонт, който бе продължителен от планираното, което възпрепятства работата на каскадата ТГ 8/8А (37 MW<sub>e</sub>). Като резултат от забавянето на ремонтите не са реализирани заложените в производствената програма около 22 600 MW от ТГ № 9 и около 63 900 MW от каскадата ТГ 8/8А.

Цялото произведено количество електроенергия се определя, като високоефективно, което е видно от приложените справки по чл. 4, ал. 4 от Наредба №РД 16-267 за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, за сертифициране на

прогнозните годишни количества електрическа енергия. Приложение 1.

Собствените нужди и загубите от трансформация са планирани в размер на 185 790 MWh, спрямо 168 545 MWh за базовата година, което е обусловено от значително по-голямото производство.

Планираните за продажба количества електрическа енергия са в размер на 746 910 MWh, което е с около 10% повече спрямо базовата година.

➤ **Топлинни мощности**

При планирането на топлинните мощности са използвани максималните топлинни товари, постигнати на изхода на централите през последните три години. Приложени са извадки от оперативните ведомости, доказващи техните стойности. Приложение 2.

➤ **Горива за производство**

Необходимото гориво за производство през новия ценови период възлиза на 703 865 km<sup>3</sup> природен газ. Количествата са формиран на база планираните специфични разходи на условно гориво, които са в пряка зависимост от избраните съоръжения, с които ще се произвежда енергията през новия ценови период.

➤ **Енергийна ефективност**

Общата прогнозна ефективност на дружеството за новия ценови период при комбинираното производство е 82,9%, която е с около 0,8% по-ниска спрямо постигнатата през базовата година.

➤ **Специфични разходи на условно гориво**

Планираните специфични разходи на условно гориво за новия ценови период са, както следва: нетен специфичен разход на условно гориво за топлинна енергия – 141,89 kg/MWh, формиран за дружеството, и брутен специфичен разход на условно гориво за производството на електрическа енергия в двете ТЕЦ – 202,51 g/kWh. Специфичният разход на условно гориво за производство на топлинна енергия е планиран малко по-висок от този през базовата година. Специфичният разход на условно гориво за производството на електрическа енергия е малко по-висок от постигнатия през 2016 г. Специфичните разходи на условно гориво зависят в най-голяма степен от вида и състоянието на съоръженията в работа и режимите, в които се експлоатират избраните съоръжения. Това обуславя прогнозата за по-високите специфични разходи на условно гориво за новия ценови период.

➤ **Купена електрическа енергия**

Количеството закупена електрическа енергия е планирано с около 16% по-високо от това през базовата година, но е на нивото на средната консумация за петгодишен период. Основната причина е, че планирането е направено на база нормален като продължителност отоплителен сезон, а също така се предвижда спиране на ТЕЦ „София изток“ през летния сезон.

**Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия**

➤ **Изпълнение на инвестиционна програма – отчет 2016 г.**

Инвестиционната програма на „Топлофикация София“ ЕАД за 2016 г., освен обектите, насочени към осигуряване на необходимата сигурност и надеждност на системата за качествено топлоснабдяване, включва и редица амбициозни проекти. Изпълнението им гарантира повишаване на ефективността при производството и преноса на топлинна енергия. Реализацията на част от приоритетните обекти са финансово подпомогнати с отпуснатите средства от МФ „Козлодуй“, а друга част се осъществява със собствени средства или със средства, предвидени за заплащане на квоти CO<sub>2</sub>, които съгласно утвърдения от МИЕ план за Дерогация по Директива 2009/29/ЕО могат да бъдат пренасочени за изграждане на високоефективни съоръжения и инсталации. Стартира изпълнението и на мероприятия, свързани със спазване на новите норми за допустими емисии (НДЕ), по Наредбата за допустими емисии на серен

диоксид, азотни окиси и прах, изпускани в атмосферата от големи горивни инсталации, на съществуващите в дружеството котлоагрегати, които попадат в обхвата на Директива 2010/75/ЕО и са включени в Преходен национален план.

Утвърдената инвестиционна програма е на обща стойност 68 174 хил. лв., като изпълнението към 31.12.2016 г. е в размер на 30 182 хил. лв.

**Основни инвестиционни обекти, чието изпълнение е извършено изцяло или частично през 2016 г. и през ценови период 2016/2017 г. са следните:**

- **Инсталация за комбинирано производство на енергия в ТЕЦ „София“ с оползотворяване на RDF отпадък** - проектът представлява последната заключителна фаза на Проекта за управление на отпадъците в София (ПУОС), изпълняван от Столична община.

- **Реконструкция и модернизация на ЕК 220 t/h ст. № 7 и 8.**

След одобряване на тръжната документация от консултанти на ЕБВР в началото на 2016 г. е стартирала тръжната процедура за избор на изпълнител на задачата, като в края на годината е сключен договор за изпълнение, като срокът за реализация е 33 месеца. Предвидената реконструкция и модернизация на ЕК 220 t/h ст. № 7 и 8 е свързана с провеждане на мероприятия за обновление по класическа схема за комбинирано производство в ТЕЦ „София“, при което с модернизирани котлоагрегати и изградените вече турбогенератори ТГ 9 и каскадата ТГ 8 - ТГ 8А ще бъдат изпълнени нормативните изисквания за високоефективно производство, съгласно Директива 2012/27/ЕС. В резултат на изпълнението ще бъдат достигнати нива на емисии  $\text{NO}_x \leq 90 \text{ mg/nm}^3$ , в изпълнение Директива 2010/75/ЕО, като същевременно ще бъде повишена ефективността на оползотворяването гориво с  $\Delta \eta = 9,2\%$  - икономия на 10 459 kNm<sup>3</sup> природен газ и спестени емисии в размер на 19 575 t<sub>ekv</sub> CO<sub>2</sub>. В началото на 2017 г. е сключен договор с избрания съгласно правилата на ЕБВР изпълнител.

- **Модернизация на ТГ 3 с нова противоналегателна турбина в ТЕЦ „София Изток“**

През 2016 г. е подготвена тръжната документация, като се предвижда одобряването от консултанти на ЕБВР да се извърши в началото на 2017 г. През втората половина на 2017 г. се планира да се проведе тръжна процедура за избор на изпълнител на задачата. Завършване на изграждането и внедряването в експлоатация е планирано да бъде през 2019 г. С разработката се цели да бъде преобразувана ТГ 3 от кондензационна турбина, с топлофикационен пареоотбор, в противоналегателна турбина с бойлер - кондензатор за топлофикационни цели, като с това да се изпълнят нормативните изисквания Директива 2012/27/ЕС за високоефективно комбинирано производство. При реконструкцията е заложено да бъде запазена инсталирана електрическа мощност 30 MW<sub>e</sub>, като се разчита да бъде постигната топлинна мощност в бойлер - кондензатора около 90 MW<sub>t</sub>.

- **Модернизация на ТГ 4 с нова противоналегателна турбина в ТЕЦ „София Изток“**

След приключване на тръжната процедура през 2016 г. е избран изпълнител, като през м. септември е извършено авансово плащане в размер на 20% от общата стойност на проекта. Завършването на изграждането е предвидено за края на 2018 г., а внедряването в експлоатация е планирано да бъде в началото на 2019 г. При реконструкцията е заложено да бъде запазена инсталираната електрическа мощност 30 MW<sub>e</sub>, като се разчита да бъде постигната повишена топлинна мощност в бойлер-кондензатора около 90 MW<sub>t</sub>. Модернизираният турбогенератор се предвижда да има годишна часова използваемост ~ 4 200 h, при което да бъдат спестена генерацията на 4 900 t<sub>ekv</sub>/год. CO<sub>2</sub> и запазена първична енергия в размер на 24 040 200 kWh/год.

- **Изграждане на Ко-генерираща инсталация във ВОЦ „Овча купел 2“**

През 2016 г. се извърши подготовка на тръжната документация, като се предвижда в началото на 2017 г. да стартира процедурата за избор на изпълнител на



задачата, а договорът за изграждането и внедряването е планирано да бъде подписан през втората половина на 2017 г. Ко-генерираща инсталация ще бъде с инсталирана мощност  $\leq 10 \text{ MW}_t$  и около  $10 \text{ MW}_e$ , реализирана на базата на три газобутални двигатели с вътрешно горене, и ще работи цялгодишно на базово натоварване, отговарящо на потребностите от БГВ на комплекса „Овча купел”, при което ще изпълнява изискванията на Директива 2012/27/ЕС за високоефективно комбинирано производството. В резултат от внедряването на ко-генерираща инсталация ще бъдат спестени  $4\,300 \text{ t/год. CO}_2$  и запазена първична енергия в размер на  $21\,395\,000 \text{ kWh/год.}$

• **Реконструкция и модернизация на топлопреносната мрежа през 2016 г. и 2017 г.**

**Изпълнение на СМР през 2016 г.** – През 2016 г. са довършени 22 обекта от 2015 г. с обща дължина на топлопреносната мрежа  $7,1 \text{ km}$ . След проведена тръжна процедура са избрани изпълнители за извършване на СМР през 2016 г., като предвидени за реализация са 38 обекта с дължина  $21 \text{ km}$ . Към края на годината са изпълнени и рехабилитирани 5 обекта или  $1,37 \text{ km}$  топлопроводи в столицата, останалите бяха прехвърлени за изпълнение през 2017 г. Основните причини за неизпълнение на посочените обекти в пълен размер са поставените кратки срокове за изпълнение, съответно трудно съгласуване на проектите и проблеми със собствеността на терените, през които минават тръбите. В началото на 2016 г. след провеждане на тръжна процедура за доставка на предварително изолирани тръби, бе избрана фирмата-изпълнител, а в средата на година беше извършена първата доставка.

• **Мерки съгласно Директива 2010/75/ЕО за редукция на азотни оксиди ( $\text{NO}_x$ ) в изходящите димни газове на котлоагрегатите в „Топлофикация София” ЕАД в изпълнение ПНП**

За постигане на нормите на допустимите емисии в централите „Топлофикация София” ЕАД планира редица мероприятия, свързани с: утилизация на димните газове, реконструкция и модернизация на енергийни котли, инсталации за намаляване на  $\text{NO}_x$  на котлоагрегатите на ТЕЦ и ОЦ, както и снижаване на нивата на  $\text{NO}_x$  чрез оптимизация на процесите на горене (каскадно подаване на въздух, рециркулация на димните газове и др.).

➤ **Планирани инвестиционни мероприятия за периода 2017 г. - 2018 г.**

Инвестиционните мероприятия за периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. са насочени към стабилизиране на производствената дейност и модернизация на основните и спомагателни съоръжения в дружеството, във връзка с необходимостта от подобряване на финансовите, технико-икономическите и екологични показатели, пряко свързани с обезпечаване на качествено топлоснабдяване на столичния град. Реализацията на част от приоритетните обекти е финансово подпомогната с отпуснатите средства от МФ „Козлодуй”, а другата част се осъществява със собствени средства.

Приоритетните задачи през периода 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г., които са в процес на изпълнение, са съответно:

**Основни обекти в топлоизточниците са:**

- Инсталация за комбинирано производство на енергия в ТЕЦ „София“ с оползотворяване на RDF отпадък;
- Реконструкция и модернизация на ЕК  $220 \text{ t/h}$  ст. № 7 и 8 в ТЕЦ „София”;
- Модернизация на ТГ 3 с нова противоналегателна турбина в ТЕЦ „София Изток”;
- Модернизация на ТГ 4 с нова противоналегателна турбина в ТЕЦ „София Изток”;
- Изграждане на когенерираща инсталация за ВОЦ „Овча купел” 2;
- Мероприятия за редукция на  $\text{No}_x$  в изходящите димни газове на котлоагрегатите в „Топлофикация София” ЕАД;

- Утилизационна инсталация на ЕК 9 в ТЕЦ „София“
- Утилизация на димните газове във ВОЦ на „Топлофикация София“

ЕАД - референтен номер EBRD 9/14.

**Приоритетни обекти в топлопреносната мрежа са:**

- **Реконструкция на топлопроводи по списък** – Предвидени за изпълнение 21 km (доставка на тръби, елементи и сключени договори за СМП през 2016 г.)

- **Разширяване и развитие на топлопреносната мрежа** – Реконструкция и модернизация на ПС „Бъкстон“ с цел присъединяване на нови клиенти; изграждане на отклонение с начален диаметър DN300 по ул. „Костенски водопад“ и продължението ѝ в ж.к. „Манастирски ливади – Изток“; реконструкция на топлопровод DN400 и DN500 в ж.к. „Борово“. Изграждане на обекти за присъединяване на нови клиенти към топлопреносната мрежа.

- **SCADA система в абонатни станции (АС)** – система за дистанционен мониторинг и управление на АС е мащабен проект, планиран за реализация за няколко години. През 2017 г. се очаква да бъде внедрен изцяло в ТР „София“ (около 4 200 АС), както и подготовка за внедряването на същата система в ТР „София Изток“. Изграждането на системата за мониторинг и управление на абонатните станции ще доведе до:

- информационна обезпеченост на клиентите по отношение на режимите на работа на АС и потребеното количество енергия в реално време;
- формиране на активни клиенти;
- възможност за дистанционна промяна на настройките на АС в реално време съвместно с клиента;
- получаване на актуалната информация (съгласно нормативните изисквания) от абонатните станции за минимално време;
- анализ на консумацията на топлинна енергия и изчисляване на топлинната характеристика за всяка сграда;
- идентифициране на предаварийни и аварийни ситуации;
- разпознаване причината за авария и изпълнение на необходимите действия.

- **Обновяване и модернизация на АС** – подмяна на автоматика в АС, както и цялостна подмяна на АС в лошо техническо състояние с цел подобряване на енергийната ефективност;

- **Обновяване на софтуерен инструмент „Termis“** - за термо-хидравлични пресмятания по ТПМ с цел повишаване на технико-икономическите показатели при преноса на топлинната енергия;

- **Средства за измерване в абонатни станции** – закупуване на топломери и водомери предвидени за нови АС, за подмяна на повредени и такива с изтекъл експлоатационен ресурс.

**Други основни обекти са:**

- **Обекти по дейност „Сигурност“** - мерки, свързани с противопожарна безопасност, както и интегрирани системи за видеонаблюдение и контрол на достъпа на отоплителните централи и административни сгради на дружеството с видеонаблюдение, на които не е извършено до момента.

- **Мерки, свързани с подобряване качеството на обслужването и събираемостта** - сегментиране на клиентите и индивидуален подход на база исторически данни; вкл. анализ на реалните процеси за събиране, софтуерен продукт, документиране на функционалностите, оптимизиране работата на служителите и други.

➤ **Изпълнение на ремонтна програма за 2016 г.**

Извършените разходи за ремонтни дейности през 2016 г. са в размер на 4 586 хил. лв., като те са насочени основно към профилактика на основни и спомагателни

съоръжения. Ограничението на разходите за ремонт е в резултат на необходимостта от приоритетно и редовно плащане на средства за консумиран природен газ и насочване на част от наличните средства за поддържане на съоръженията, с цел гарантиране на нормалната им работа и сигурност. Изпълнението на ремонтните дейности по топлорайони обхваща текущо поддържане и рехабилитация на основните и спомагателни съоръжения в топлоизточниците.

#### **Ремонтни дейности по топлопреносната мрежа:**

- Профилактика, преглед и текущи ремонти на голяма част от основните и спомагателни съоръжения за гарантиране на сигурността на снабдяването и надеждността на генериращите мощности;
- По дейност „Пренос на топлинна енергия“ аварийните ремонти по топлопреносната мрежа се извършваха от ремонтни екипи на топлорайоните при максимално прекъсване на топлоснабдяването до 48 h и непрекъснат режим на работа. Отстранените пробиви към края на 2016 г. са 705 бр., а подменените тръбопроводи са около 3,5 km;
- Осъществени са и ежегодните профилактични ремонтни дейности на абонатните станции, помпените станции, проходимите колектори, камерите, като е обърнато особено внимание на опорните конструкции, компенсаторите, регулиращата и спирателна арматура.
- Възстановяване на топлоизолация на надземни топлопроводи, с което се цели намаляване на технологичните разходи по преноса.

#### **1. Прогнозни разходи за регулаторен период от 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.**

##### **Условно постоянни разходи отчет за 2016 г. и план 2017 г. - 2018 г.**

Общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за ценови период 2017 - 2018 г. е 108 587 хил. лв. или с 11,4% повече спрямо отчетените през 2016 г. По-долу е дадена подробна информация относно факторите, водещи до увеличението им.

#### **Разходи за амортизации**

Амортизационните отчисления на дълготрайните активи се изчисляват в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. Разходите за амортизации за новия ценови период са планирани на нивото на отчета за 2016 г. и възлизат на 32 575 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а 6 500 хил. лв. от амортизациите са отнесени общо за двата продукта, представляващи амортизационните отчисления на активите за комбинирано производство.

#### **Разходи за ремонт**

Прогнозните разходи за ремонт за новия ценови период са на стойност 7 638 хил. лв. и формират 1,83% от общите разходи за дейностите по лицензиите. Стойността е определена съгласно утвърдената от собственика ремонтна програма на дружеството за 2017 г. и включва предвидените ремонтни дейности в топлоизточниците, топлопреносната мрежа, сгради и други спомагателни съоръжения, обслужващи лицензионните дейности. Общо предвидените средства за ремонт в производството са в размер на 4 609 хил. лв., разпределени както следва:

- 1 150 хил. лв. са предвидените разходи за ремонт, отнесени към топлинната енергия, включващи ремонтите в централите, произвеждащи само топлинна енергия;

Разходите за ремонт в двете ТЕЦ са разпределени на база съотношението между ДМА за електро- и топлоенергия в справка РБА, както следва:

- 476 хил. лв. за ремонти на съоръжения в двете ТЕЦ, отнесени към електропроизводството;
- 2 983 хил. лв. за ремонти на съоръжения в двете ТЕЦ, които не могат да се отнесат еднозначно към един от двата продукта.

Планираните средства за ремонти по топлопреносната мрежа са в размер на 3 029 хил. лв., като включват дейности по планови ремонти и свързаните дейности с тях, а именно: почистване и отпушване на отводнителни канализации на проходими колектори и отводняване на камери (стационарни и преносими); възстановяване на улични настилки след аварийни пробиви; възстановяване на топлоизолация след аварийни пробиви по топлопроводи и АС; възстановяване на топлинна изолация на камери и проходими колектори; отстраняване на растителност по сервитут на ТПМ; ремонт на АС; ремонт КИП и А на АС; ремонт на топломери, водомери и терминали; ремонт на съоръжения на помпени станции и др.

Предвижда се и извършване на ежегодни профилактични ремонтни дейности на АС, помпени станции, проходими колектори, камери, като особено внимание се обръща на опорните конструкции, компенсаторите, регулиращата и спирателна арматура.

#### **Разходи за заплати и възнаграждения**

Увеличението на средствата за работна заплата за новия ценови период спрямо отчета за 2016 г. се дължи основно на увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2017 г. с 40 лв. и съответно на минималната работна заплата за дружеството с 60 лв., в съответствие с изискванията на БКТД в енергетиката, с който работодателят е обвързан, както и на действащия КТД в дружеството. Допълнително влияние оказва и подписания на 01.09.2016 г. нов КТД в дружеството, с който са договорени по-високи допълнителни възнаграждения за нощен труд и домашно дежурство на работниците. Въпреки предвиденото увеличение, средната работна заплата на дружеството остава значително по-ниска от средната заплата в сектор „Енергетика“.

#### **Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ**

Общият размер на планираните разходи, пряко свързани с регулираната дейност, е 18 626 хил. лв., което представлява минимално увеличение от 13,5% спрямо базисната година. В състава им не са включени разходите за вноски във фонд „Сигурност на електроенергийната система“, финансови разходи, както и такива, които не са свързани с регулираните дейности на дружеството. Общото завишение се дължи основно на следните позиции:

- **Разходите за работно облекло** са предвидени в изпълнение разпоредбите на чл. 275 и чл. 284 от КТ и Наредба № 3/19.04.2001г. за минималните изисквания за безопасност и опазване на здравето на работещите при използване на лични предпазни средства на работното място. Разчетите са направени на база Списък на работните места и видовете дейности, при които се използват работно облекло и лични предпазни средства, утвърден от дружеството и Списък на длъжностите с право на безплатно работно, специално работно облекло и лични предпазни средства. Предвид факта, че част от изделията имат срок на износване по-дълъг от една година (16, 14, 36 месеца) се формират периоди, през които има необходимост от доставка на значително по-големи от предходната година количества, което е причината за завишението на разходите за работно облекло със 182 хил. лв. спрямо отчетените през 2016 г.

- **Прогнозата за разходите за безплатна предпазна храна** е на стойност 1 389 хил. лв. и е изготвена съгласно утвърден Списък на длъжностите в „Топлофикация София“ ЕАД с право на безплатна храна и добавки към нея съгласно Наредба 11/21.11.2005 г. Покачването на разходите с 18% се дължи на увеличената със Заповед РД-21/11.07.2016 г. стойност на безплатната храна и добавките към нея, съответно:

- за персонал с нормална продължителност на работното време: от 3,00 на 4,00 лв./ден;
- за персонал, работещ на 12-часови смени: от 4,50 на 6,00 лв./ден (за 12-часова смяна) и от 3,00 на 4,00 лв./ден.

- **Разходите за служебни карти и пътувания** са завишени спрямо базисната година, поради сключени в началото на 2017 г. нови договори за извозване на работници от централите и договор за служебни карти за пътувания с „Център за градска

мобилност“ ЕАД.

- **Абонаментно поддържане** – завишението спрямо 2016 г. е близо 26%, което е вследствие на сключени нови договори за почистване на шахти, сервизно техническо обслужване на пожарогасителни инсталации, сервизна поддръжка и ремонт на радиостанции и др., които ще действат през новия ценови период.

- **Разходите за застраховки** са в размер на 889 хил. лв. и нарастват спрямо 2016 г. с около 25%. Основна причина за увеличението на планираните разходи е премията по застраховка „Индустириален пожар“, която е най-голямата част от разхода за застраховки. През 2016 г. на основание решение на СОС е сключен договор за застраховка „Индустириален пожар“ с валидност една година, в който цената на застраховката за единица застрахован актив се е увеличила с 42% спрямо предходния договор.

- **Прогнозираните признати разходи, произтичащи от сделки с балансираща енергия** са на стойност 515 хил. лв. и са изчислени съгласно подхода, използван от Комисията при последния регулаторен преглед, като за договорен профил са приети количествата електроенергия от ВЕКП, при допустимо отклонение от 0,5% за недостиг и 0,5% за излишък. Полученото количество от 3 735 MWh е умножено по средните за 2016 г. цени за небаланс на дружеството, съответно 83,09 лв./MWh за недостиг и 53,67 лв./MWh за излишък.

### **Променливи разходи**

Променливите разходи на дружеството за периода 2017 / 2018 г. са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на съоръженията, както и от цените на горивата и материалите в производството. Общият размер на променливите разходи е 308 418 хил. лв., като завишението спрямо отчета за 2016 г. е 27%. С изключение на разходите за природен газ и разходите за закупени квоти за емисии въглероден диоксид, останалите променливи разходи са съизмерими с отчетените през базисната година, а леките завишения са в резултат на предвиденото по-високо производство.

**Разходите за природен газ** са на стойност 269 695 хил. лв., изчислени при цена от 382,99 лв./кпм<sup>3</sup>, публикувана в доклада на КЕВР за изменението на цените на електрическата и топлинна енергия произведена от централи с високоефективно комбинирано производство във връзка с изменение на цените на природния газ от 01.04.2017 г.

Калкулирани са разходи в размер на 11 806 хил. лв. за **акциз на природния газ**, съгласно указанията и стойността, посочена в модела за калкулация на цените.

**Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид**, са предвидени въз основа на планираните количества горива за производство на електроенергия, необходими за изпълнение на производствената програма за периода 2016 - 2017 г. От емисиите въглероден диоксид са приспаднати безплатните квоти за топлинна енергия за битови клиенти, предвидени във връзка с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕС) (изменена с Директива 2009/29/ЕС), както и предвидените квоти срещу инвестиции по чл. 10в от цитираната Директива за съответния период. Разходите за останалите за закупуване квоти са изчислени при цена на емисиите 5,57 евро/t.

Завишението на **разходите за консумативи (химикали и реагенти)** е предвидено в съответствие със завишеното производство, както и предвидените повече работни часове на ТГ 9 и ТГ 8 А в ТЕЦ „София“, за които ще са необходими повече средства за консумативи и реагенти за химическа обработка на промишлената вода, консумирана от централата.

### **2. Регулаторна база на активите (РБА)**

РБА за периода 01.07.2017 – 30.06.2018 г. е в размер на 427 561 хил. лв., изчислена в съответствие с данните от счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2016 г. и изискванията на глава втора, раздел II от „Указания-НВ“. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2016 г.,

които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. В стойността на активите не са включени почивните станции и имотите, отдадени под наем. Принадна е стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин в размер на 65 140 хил. лв.

Необходимият оборотен капитал е изчислен като 1/8 от годишните разходи за дейността след приспадане на разходите за амортизации съгласно т. 32.5. от Указания-НВ и е в размер на 48 054 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия и между производството и преноса е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната дейност.

### **3. Норма на възвръщаемост**

Нормата на възвръщаемост на капитала за ценови период 2017 - 2018 г. е в размер на 4,05%, изчислена съгласно Указания-НВ (Указанията) като средно претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2016 г. Съгласно изискванията, в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат и е използвана примерна норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 6%, равна на утвърдената за действащия ценови период. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в размер на 2,97% и се формира от лихвите по заеми от Международната банка за възстановяване и развитие (МБВР) и споразумение за разсрочване на задължения към „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД), сключено през 2015 г.

### **4. Преференциална добавка за комбинирана електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство**

Дружеството счита, че утвърдената тенденция за намаляване размера на добавката през последните години нарушава баланса между интересите на топлофикационните дружества и потребителите, както и равнопоставеността между отделните производители. Утвърдената добавка в размер на 38,00 лв./MWh не създава стимул за инвестиции и на практика спира развитието на топлофикационния сектор. Също така, лицензиантът е на мнение, че диференциацията на дружествата не отразява нивото на ефективност на отделните дружества и по този начин не изпълнява основното си предназначение за насърчаване на високоефективно производство. Въвеждането в експлоатация на високоефективните ТГ9, ТГ8 и ТГ8А се случва на фона на тенденция за постоянно намаляваща добавка, което допълнително е допринесло за влошеното финансово състояние на дружеството. С увеличаването на добавката предвид гореизложеното, дружеството счита, че добавката през новия регулаторен период следва да бъде увеличена най-малко в размер на 45,00 лв./MWh.

С писмо с изх. № Е-14-01-19 от 25.04.2017 г. на КЕВР на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ от заявителя е изискано да представи:

1. Обосновка на необходимостта от завишаване на разходите за ремонт в производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия, като се посочат ремонтните разходи и разходите, които имат инвестиционен характер;

2. Обосновка за завишения размер на разходите за заплати и възнаграждения;

3. Обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С писма с вх. № Е-14-01-19 от 27.04.2017 г. и № Е-14-01-19 от 04.05.2017 г. дружеството е представило исканата информация.

**Обосновките на дружеството са следните:**

#### **1. Обосновка на разходите за ремонт**

Планирането на разходите за ремонти за регулаторен период 2017-2018 г. е извършено след подробна и задълбочена оценка на неотложните ремонтни операции в топлоизточниците и топлопреносната мрежа, необходими за осигуряване на надеждност на системата, качествено топлоснабдяване, повишаване ефективността на производство, подобряване качеството на предоставяните услуги и подобряване дейностите по опазване на околната среда на „Топлофикация София“ ЕАД. Във връзка с което със Заповед № РД 162/17.10.2016 г. на Изпълнителния директор е сформирана

работна комисия, която да извърши планирането на мероприятията, които да бъдат включени в ремонтната и инвестиционна програми на дружеството, както и определянето на приоритетните за изпълнение задачи и тяхната класация по ред за реализация. Включените ремонтни мероприятия са подбрани след обстоен преглед и приоритизация на най-належащите ремонти в четирите топлорайона.

Прогнозните разходи за ремонт за новия ценови период са на стойност 7 638 хил. лв. и формират 1,83% от общите разходи за дейностите по лицензите. Стойността се формира от предвидените ремонтни дейности в топлоизточниците, топлопреносната мрежа, сгради и други спомагателни съоръжения, обслужващи лицензионните дейности.

Общо предвидените средства за ремонт в производството са в размер на 4 609 хил. лв., разпределени по топлоизточници с устойчиви позиции по звена и отдели.

Планираните средства за ремонти по топлопреносната мрежа са в размер на 3 029 хил. лв., като включват дейности по планови ремонти и свързаните дейности с тях, а именно: почистване и отпушване на отводнителни канализации на проходими колектори и отводняване на камери (стационарни и преносими); възстановяване на улични настилки след аварийни пробиви; възстановяване на топлоизолация след аварийни пробиви по топлопроводи и АС; възстановяване на топлинна изолация на камери и проходими колектори; отстраняване на растителност по сервитут на ТПМ; ремонт на АС; ремонт КИЛ и А на АС; ремонт на топломери, водомери и терминали; ремонт на съоръжения на помпени станции и др.

Предвижда се и извършване на ежегодни профилактични ремонтни дейности на абонатни станции, помпени станции, проходими колектори, камери, като особено внимание се обръща на опорните конструкции, компенсаторите, регулиращата и спирателна арматура. Представено е в табличен вид разпределението на разходите за ремонт в преноса на топлинна енергия по топлорайони с устойчиви позиции.

## **2. Обосновка на завишения размер на разходите за заплати и възнаграждения.**

Планираните средства за работна заплата, пряко свързани с дейностите по лицензите за новия ценови период са в размер на 32 781 хил. лв. и са изчислени за 2 273 души персонал. Причините за увеличението спрямо отчета за 2016 г. с близо 13% са следните:

1. Увеличение на минималната работна заплата от 01.01.2017 г. с 40 лв.;
2. Обвързаност на дружеството с бранишови колективен трудов договор за браниш „енергетика“, подписан на 12.04.2016 г. и действащия КТД в дружеството - съгласно договорените условия в тях минималната месечна работна заплата е действащата минимална работна заплата за страната, умножена с коефициент 1,20 за професии, неизискващи квалификация и с коефициент 1,50 за всички останали длъжности и работни места, т. е. минималната работна заплата за дружеството от 01.01.2017 г. нараства с 60 лв.;

3. Необходимост от увеличение на основните заплати на целия персонал, поради това, че новата минимална работна заплата за дружеството изравнява заплащането на голяма част от персонала и нарушава пропорциите в оценката и заплащането на различните видове труд.

4. По-голямата част от допълнителните възнаграждения по Кодекса на труда и Вътрешните правила за работна заплата са в пряка зависимост от основната работна заплата.

5. Договорено увеличение в КТД на заплащането на нощния труд на експлоатационния персонал и на заплащането за дежурство на разположение.

Въпреки предвиденото увеличение, средната работна заплата на дружеството е в размер на 1 203 лв. и остава значително по-ниска от средната заплата в сектор „Енергетика“. По данни на НСИ през 2016 г. заетите в Дейност „производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“ са получавали средно 1 663 лв. на месец.

За успешната реализация на мащабните проекти, които дружеството изпълнява,

осигуряването на безпроблемен производствен процес и качествено административно обслужване, компанията се нуждае от квалифициран и мотивиран персонал. За целта е необходимо работната заплата в дружеството да доближи средните нива за сектора, което ще намали риска от загуба на квалифицирани кадри и ще подобри обезпечеността с човешки ресурси.

### **3. Обосновка на получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения**

През 2016 г. „Топлофикация София“ ЕАД е отчело приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 2 878 хил. лв., като стойността им не е включена в отчетните и прогнозни ценообразуващи елементи.

Процесуално представителство на страните по пълномощие, както на физически, така и на юридически лица, може да бъде възложено само на лицата, посочени в чл. 32 от Гражданско процесуалния кодекс (ГПК) - адвокатите; родителите, децата или съпругът; юрисконсултите или други служители с юридическо образование в учрежденията, предприятия, юридическите лица и на едноличния търговец; областните управители, упълномощени от министъра на финансите или от министъра на регионалното развитие и благоустройството, в случаите по чл. 31; други лица, предвидени в закон.

В частност юридическите лица и едноличният търговец могат да осъществяват процесуалното си представителство по пълномощие чрез свой служител - лице, което е с тях в трудово / служебно правоотношение, при условие, че служителят има юридическо образование и правоспособност, независимо от характера на заеманата от него длъжност - юрисконсулт или друга длъжност. Разликата в длъжностите се проявява в това, че задължителна предпоставка за заемане на самата длъжност юрисконсулт е наличието на юридическа правоспособност на лицето, каквото изискване може да не е налице по отношение на друга длъжност, изпълнявана от служител, притежаващ юридическо образование. И в двата случая законодателят приема, че за осъществяването на професионална защита на юридическите лица и едноличните търговци по делата, е достатъчно наличието на юридическо образование на упълномощения от тях служител. Упълномощаването на юрисконсулта е писмено. Обикновената писмена форма е достатъчна. Следва да се отбележи, че юрисконсултите на „Топлофикация София“ ЕАД притежават диплома за завършено висше юридическо образование и юридическа правоспособност, придобита по реда на глава XIV от Закона за съдебната власт.

Доколкото юридическите лица не могат лично да извършват или приемат процесуални действия, участието им в процеса се осъществява чрез представители. Процесуалното представителство възниква, както по силата на закона, така и по волята на представляваното лице. Именно волята на представляваното лице е определяща при избора на лице от изброените по чл. 32 от ГПК. Представителната власт на юрисконсулта съвпада с представителната власт на пълномощника на граждан и се урежда по същите правила.

Съгласно чл. 78, ал. 8 от ГПК при защита на страна, в случай че се осъществява от юрисконсулт, съдът на основание цитираната разпоредба, определя възнаграждение в размер, предвиден в Наредба № 1 от 2004 г. за минималните адвокатски възнаграждения, определен по реда на чл. 7, ал. 4, т. 4 и ал. 5. Понастоящем има промяна в ГПК, съгласно която размерът на присъденото възнаграждение не може да надхвърля максималния размер за съответния вид дело, определен по реда на чл. 37 от Закона за правната помощ, която е от 24.01.2017 г., обн. в ДВ, бр. 8 от 2017 г.

Дължимостта на разноски за юрисконсултско възнаграждение на страната няма отношение към реално заплащаното трудово възнаграждение на юрисконсулта, което се формира по други правила. Законодателят е поставил вземането за разноски за юрисконсултско възнаграждение в зависимост само от две обстоятелства - претендиращата такива разноски страна да е била представлявана от юрисконсулт,



чиято представителна власт произтича от упълномощаването за конкретното дело и трудовия договор, и определянето му по минималния размер на адвокатските възнаграждения, съгласно Наредба № 1 от 2004 г. на Висшия адвокатски съвет.

Тълкувателно решение № 6/2012 г. на ОСГТК по никакъв начин не внася промяна в съществуващата до момента практика по приложение на чл. 78, ал. 8 от ГПК.

Правилата за доказване на разходите за адвокат не намират приложение в конкретния случай по отношение на присъденото в полза на страната юрисконсулско възнаграждение, доколкото възнаграждението за адвокат се определя въз основа на договор между адвоката и упълномощителя му. Законодателят е направил изрично разграничение между присъждането на възнаграждение за юрисконсулт и на направените от страната разноски за адвокат.

Когато юридическото лице е било защитавано от юрисконсулт, възнаграждението се определя от съда. В този случай, доказателства за плащането не се събират именно поради съществуващите отношения между юрисконсулта и представляваното лице, основани на договор, който урежда правата и задълженията на страните, а не само процесуалното представителство по конкретно дело.

За разлика от адвокатското възнаграждение, което се договаря за всяко конкретно дело и се заплаща предварително от страната на пълномощника и адвокат, възнаграждението за осъществено процесуално представителство от юрисконсулт се изплаща от представляваната страна на юрисконсулта по силата на съществуващото помежду им трудово правоотношение. Естеството на това правоотношение не предполага предварително получаване на възнаграждение от юрисконсулта за явяване по всяко дело. Поради това, приложението на разпоредбата на чл. 78, ал. 8 ГПК не следва да се обвързва с изискване за представяне на доказателства, че юрисконсултът е възмезден предварително за работата си по делото.

Разноските в производството са дължими, с оглед изхода на делото и с оглед факта на осъществена процесуална защита от юрисконсулт. Според чл. 78, ал. 8 ГПК в хипотеза на благоприятен за тях изход на спора, в полза на юридическите лица и еднолични търговци се присъжда като разноски адвокатско възнаграждение, ако те са защитавани от юрисконсулт. Налице е въведена от законодателя фикция, че страната прави по повод на делото разноски в размер на минималното адвокатско възнаграждение, въпреки, че се представлява в процеса от свой служител, на който заплаща заплата, а не възнаграждение за осъществено представителство по конкретното дело. Размерът на възнаграждението, което получава служителят, и реалното му заплащане касаят само вътрешното правоотношение между него и юридическото лице и са ирелевантни за насрещната страна в процеса при определяне на отговорността за разноските.

Правоотношението между юридическото лице и юрисконсулта е неотнормируемо към правото на присъждане на разноски. Отговорността за разноски е гражданско облигационно правоотношение, което произтича от процесуалния закон и е уредено в него. Съдът присъжда адвокатско възнаграждение не в полза на юрисконсулта, а в полза на юридическото лице, което е защитавано от него. Юридическото лице не извършва реално разход за посочената в разпоредбата на чл. 78, ал. 8 ГПК сума, а същата се дължи по силата на закона.

В този смисъл е и трайно установената съдебна практика, която е последователна и безпротиворечива.

Законодателят изрично разграничава хипотезата на чл. 78, ал. 8 ГПК от тази по чл. 78, ал. 1 и ал. 3 от ГПК, поради съществуващите отношения между юрисконсулта и представляваното лице, основани на договор за конкретна трудова функция, конкретно уреждащ всички права и задължения на страните. Без значение, както показва практиката, е дали производството протича по реда на заповедното, исковото или изпълнителното производство.

Неприсъждането на разноски в полза на юридическите лица, в случаите когато са

представявани от юрисконсулт, би означавало ограничаване правата на юридическите лица. Първото ограничение е свързано с правото им на избор на процесуален представител от кръга на лицата по чл. 32 от ГПК. Несъстоятелно е твърдението, че осъществяването на процесуално представителство от страна на юрисконсулт в производство, страна по което е представляваното от него юридическо лице е безвъзмездно. В този смисъл, справедливо е в полза на страната да бъдат присъдени разноски. В противен случай същата би ангажирала защитата си по начин, по който да бъде възмездена за сторените разноски, в това число и по процесуалната си защита. Изборът на юрисконсулт за процесуална защита би поставил юридическото лице в невъзможност да възстанови направените разноски по защитата. Последното поставя друг практически въпрос: неприсъждането на разноски в полза на юридическите лица, в случай че са представлявани от юрисконсулт, поставя юрисконсултите в по-неблагоприятно положение спрямо адвокатите. Законът не следва, а и не трябва да налага подобни ограничения, както на правата на юридическите лица, така и на правата на юрисконсулта, Тъкмо заради това, законът дава равни права, както на юрисконсултите, така и на адвокатите. Действащата нормативна уредба отчита основни правни принципи, а не конкретни обществени отношения, касаещи едно или друго юридическо лице.

Тежестта от поемане на разноски в един бъдещ процес винаги е била определяща при сезиране на съда. Мислимата хипотеза, при която не следва да се присъждат юрисконсултски възнаграждения на юридическите лица, би всяла хаос в гражданския оборот. Увереността, че даден субект на правото няма да понесе разноските, които направи ответната страна би дало фалшивата увереност и сигурност да се завеждат неоснователни искове насочени срещу всички юридически лица. В българският правен мир отново би се появила фигурата на кверуланта. Юрисконсултското възнаграждение има санкционен характер и възмездява необоснованите оспорвания, принудила изправната страна да търси съдебна защита на правата си.

Именно тук следва отговор на въпроса - не е ли тук налице институтът на неоснователното обогатяване и за чия сметка се облагодетелстват тези юридически лица.

Неоснователното обогатяване е институт, уреден в няколко текста от Закона за задълженията и договорите - от чл. 55 до чл. 59, като последния е общ, субсидиарен състав, правото на който възниква, когато няма друг иск, с който обеднелият може да се защити. Общия елемент между специалните и общия състав е липсата на основание. Даването и получаването на нещо поражда реституционно задължение, когато са лишени от основание, то е отпаднало или не е осъществено. Терминът „основание“ е многозначен и на това е обръщано внимание многократно в правната литература още от римското право и е използван при описание на предпоставките на кондикционните искове. Общият извод, който се прави още от римските юристи до днешно време е, че основанието е критерият за „правилност“ на раз местването на имущество, начинът на закона да одобри или не преминаването на блага от един патримониум в друг. Ако има основание, полученото може да се задържи - т.е. реституционното задължение не се поражда. Получаването на нещо с определена цел оправдава пораждането на задължение за реституция винаги щом се окаже, че целта не съществува, отпаднала е или не може да бъде осъществена. В конкретния случай законовото основание, което поражда в патримониума на юридическото лице, присъдени в негова полза разноски /юрисконсултско възнаграждение/ чл. 78, ал. 8 от ГПК.

В конкретния случай е въведена от законодателя фикция, че страната прави по повод на делото разноски в размер на минималното адвокатско възнаграждение. Тази именно законова фикция е основанието в полза на юридическите лица не без основание да бъде присъдено юрисконсултско възнаграждение. Въпрос на вътрешно правоотношение между работодател /юридическо лице/ и работник /юрисконсулт/ е как следва да бъдат уредени отношенията помежду им, като в случая правното положение на трето лице

/страна по възникнал правен спор с юридическото лице/, което не е страна по правоотношението между юридическо лице и юрисконсулт, е ирелевантно. Твърдението, че юрисконсултите не получават възнаграждение, отговарящо на положения труд не касае трети лица и следва да бъде установено във всеки един конкретен случай при възникнал спор между страните по правоотношението.

По поставения въпрос присъдените в полза на страната разноски за юрисконсултско възнаграждение, следва ли да бъдат определяни съгласно Наредба № 1 от 2004 г. за минималните адвокатски възнаграждения, следва да се отбележи, че полаганият от юрисконсултите труд при осъществяване процесуално представителство не се отличава от този, полаган от адвокатите. Различно правно положение би представлявало дискриминация, поради различно третиране на юристите, упражняващи професия юрисконсулт и адвокат.

В заключение следва да се отбележи, че нормалното законосъобразно състояние на гражданските отношения, може в отделни случаи да бъде накърнено от тяхното незаконосъобразно развитие. Проявените форми на незаконосъобразното развитие на гражданските правоотношения са правния спор, неизпълнението на изискуеми задължения, неудовлетворяване на притежанията и предприемането на действия, целящи да осуетят защитата на правото. Незаконосъобразното развитие на гражданските правоотношения накърнява не само субективното право, до което се отнася, то накърнява и правния ред.

Право на всяко едно физическо или юридическо лице е да търси възстановяване на баланса в правоотношенията извънсъдебно или по съдебен ред, със сила на присъдено нещо.

В противен случай, ако страната, чието право е накърнено, не потърси защита на нарушените си права и установи горното като трайна практика в гражданските си правоотношения, това би довело до лавинообразно накърняване на правата и по-голям брой идентични правоотношения.

Във връзка с гореизложеното е и решение № 10 от 29 септември 2016 г., постановено по конституционно дело № 3/2016 г., с което Конституционният съд отхвърля искането на Омбудсмана на Република България за установяване на противоконституционност на чл. 78, ал. 8 от ГПК (обн., ДВ, бр. 59 от 20.07.2007 г. последно изм., ДВ, бр. 43 от 07.06.2016 г.) и на чл. 161, ал. 1, изр. 3 от Данъчно-осигурителния процесуален кодекс (обн., ДВ, бр. 105 от 29.12.2005 г., последно доп. ДВ, бр. 62 от 09.08.2016 г.)

Дружеството твърди, че при представянето на информацията на КЕВР се е съобразило с разпоредбата на чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ - за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи, които не са свързани със съответната лицензионна дейност, финансови разходи и такива, които имат случаен и/или извънреден характер, както и чл. 8, ал. 2, т. 2 „разходи за санкции или глоби, наложени от държавни или общински органи или от Комисията“, като счита, че **разходите със санкционен характер и съпоставимите на тях приходи, каквито са приходите от юрисконсултски възнаграждения не са ценообразуващи елементи и не касаят определянето на цената на електрическата и топлинна енергия.**

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 0,47% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 5,31% по-високи от прогнозираните.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период (РП) дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 5,38% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), основно от

увеличените разходи за заплати и възнаграждения с 6,08% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 11,10%.

През следващия регулаторен период, дружеството предвижда ръст на общата стойност на инвестиционните разходи с 43,13%.

#### **Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал**

НВск по отчет за ценовия период е 3,56% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният по-нисък размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е вследствие на по-малкото количество реализирана електрическа енергия, независимо ръста на продажбите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

#### **Образуване на цените**

1. В Справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 32 781 хил. лв. на 31 916 хил. лв. или с 865 хил. лв., при отчетена стойност на разхода през 2016 г. в размер на 29 016 хил. лв., поради значително изоставане на средната работна заплата в дружеството в сравнение със средната работна заплата в отрасъл „Енергетика“ и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за балансиране са коригирани от 515 хил. лв. на 438 хил. лв. до отчетната стойност на разхода през 2016 г. и в съответствие с т. 1.4 от общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 2 878 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

- разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) са коригирани от 12 673 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 12 673 хил. лв., поради липса на закупени емисии през календарната 2016 г., съгласно т. 1.3 от общия подход.

2. Справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

Направено е алокиране на активите между двата продукта с оглед обективно разпределяне на общите активи за двата продукта на производство.

3. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинирания част на централата е коригиран с 4 200 kNm<sup>3</sup>, на стойност 1 609 хил. лв., до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия на отчетената стойност през 2016 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

След проведеното на 06.06.2017 г. открито заседание, с писмо вх. № Е-14-01-28 от 09.06.2017 г. от „Топлофикация София“ ЕАД е постъпило следното становище относно Доклада:

1. Дружеството заявява, че не приема корекцията с аргумента за „недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност“, изразяваща се в това, че приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 2 878 хил. лв. се изваждат от общите признати разходи. Съображенията, които излага са:

1.1. Действащата нормативна уредба в областта на ценообразуването изрично указва, че в необходимите годишни приходи за дейностите по производство и пренос на топлинна енергия не се включват само приходи от присъединяване на потребители, от услуги и от топлоносител. В тази връзка и в модела, разработен от Комисията, не се съдържа поле, в което да се посочат приходите от юрисконсултско възнаграждение.

Да се възприеме разбирането, че общите признати разходи следва да се намалят с горепосочените суми, означава КЕВР да наруши действащата нормативна уредба, в т. ч. и утвърдения от нея модел.

1.2. Дружеството счита, че разходите със санкционен характер и съпоставимите на тях приходи, каквито са приходите от юрисконсултски възнаграждения, не са

ценообразуващи елементи и не касаят определянето на цената на електрическата и топлинна енергия.

Отговорността за разноси е гражданско облигационно правоотношение, което произтича от процесуалния закон и е уредено в него. Разноските в производството са дължими, с оглед изхода на делото и с оглед факта на осъществена процесуална защита от юрисконсулт.

С нормата на чл. 78, ал. 8 от Гражданскопроцесуалния кодекс (ГПК) законодателят с предвидил присъждане на юрисконсултско възнаграждение за осъществявано процесуално представителство от лице, възнаграждение на което се заплаща само по трудов договор с цел юридическото лице, което е било защитавано в производството по делото от юрисконсулт да бъде съответно овъзмездено за необходимостта от осъществяване на защита чрез процесуално представителство по неоснователно предявения срещу него иск, респ. за неоснователното извънсъдебно оспорване на правата му, което е обусловило необходимостта от предявяване на иска. С оглед горното, юрисконсултското възнаграждение **има санкционен характер и възмездява необоснованите оспорвания**, принудили изправната страна да търси съдебна защита на правата си.

Разпоредбата на чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ указва, че *„за целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи, които не са свързани със съответната лицензионна дейност, финансови разходи и такива, които имат случаен и/или извънреден характер, както и в чл. 8, ал. 2, т. 2 „Разходи за санкции или глоби, наложени от държавни или общински органи или от Комисията“*. В тази връзка дружеството счита, че разходите със санкционен характер и съпоставимите на тях приходи, не са ценообразуващи елементи.

Аналогична е и разпоредбата на т. 19 от Указания-НВ.

1.3. През 2016 г. размерът на юрисконсултското възнаграждение, което съдът присъжда, се равнява на адвокатското възнаграждение, определено на основание чл. 7, ал. 2 и чл. 10 от Наредба №1 от 09.07.2004 г. за минималните размери на адвокатските възнаграждения (Наредбата). Разпоредбата на чл. 7, ал. 2 от Наредбата указва, че за процесуално представителство, защита и съдействие по дела с определен интерес минималното възнаграждение (при интерес до 1000 лв.) е 300 лв. Съобразно промяната в ГПК от 24 януари 2017 г., обн. в ДВ бр. 8 от 2017 г., размера на присъденото възнаграждение не може да надхвърля максималния размер за съответния вид дело, определен по реда на чл. 37 от Закона за правната помощ. В тази връзка и с оглед нормите на Наредба за заплащането на правната помощ (НЗПП), възнаграждението е както следва:

- за защита по заповедно производство от 50 до 150 лв. (чл. 26 от НЗПП);
- за представителство в изпълнително производство от 50 до 100 лв. (чл. 27 от НЗПП);
- за защита по дела с определен материален интерес от 100 до 300 лв., като в случай че защитата е продължила повече от три съдебни заседания или когато материалният интерес е над 10 000 лв., възнаграждението може да бъде увеличено с до 50 на сто от максимално предвидения размер (чл. 25 от НЗПП).

**Предвид гореизложеното, дружеството счита, че размерът на юрисконсултското възнаграждение, което ще се присъжда от съда през 2017 г. ще бъде в значително по-малък размер от предвидената и коригирана от регулатора стойност.**

## **2. Непризнаване на разходите за закупуване на квоти за емисии парникови газове**

Дружеството изказва несъгласие с непризнаването на пълния размер на разходите за закупуване на емисии парникови газове. Поради спецификата на процедурите, крайният срок за предаване на верифицираните емисии за изтеклата година е 30 април на следващата календарна година.

Към 01 декември 2016 г. по партидите на дружеството в европейския регистър са налични квоти в размер на 432 869 Еua при очаквани за разпределение безплатни емисионни квоти за 2017 г. в размер на 559 356 Еua и обичайно необходимите за предаване квоти в размер на 1 200 000 - 1 300 000 е формиран недостиг на квоти във връзка с изпълнението па задълженията на „Топлофикация София“ ЕАД, съгласно действащото законодателство.

През месец декември 2016 г. е сключен на договор с консултантско дружество за извършване на анализ на цените на квотите на емисии на парникови газове, с цел избор на стратегия за поетапно покриване на дефицита на квоти на дружеството за 2016 г. Сумата на верифицираните с доклади от месец март 2017 г. емисии за горивните инсталации на дружеството е в размер на 1 203 047 t/CO<sub>2</sub>.

Сключен е договор с посредник за закупуване на недостигащите емисионни квоти, въз основа на който през първо тримесечие на 2017 г. „Топлофикация София“ ЕАД е закупило 300 000 Еua, които се отнасят изцяло за 2016 г., въпреки че са заплатени през 2017 г. Съгласно т. 13 от общия подход *„Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, се определят като реално закупените количества от дружествата за 2016 г. от 5,22 евро/t“*. Възприемайки подхода на Комисията дружеството счита, че минималният размер на признатите разходи за емисии за новия регулаторен период следва да бъде 3 063 хил. лв.

### **3. Коригиране на разходите за заплати и възнаграждения**

В т. 1.3 от общия подход, като условия за допускане на увеличение Комисията изисква мотивирана обосновка и данни за значително изоставане на средната работна заплата за дружеството спрямо средната за сектор „Енергетика“.

В представената от дружеството обосновка за необходимостта от завишаване на разходите за заплати и възнаграждения са посочени конкретните причини за исканото увеличение от 13%. Става ясно, че повишението е изцяло вследствие измененията на минималната работна заплата и обвързаността на дружеството с браншовия КТД и КТД на дружеството и ще индексира заплатите, запазвайки относителните им нива. Също така е посочено, че средната заплата в дружеството изостава спрямо средната заплата за отрасли по данни на НСИ с около 460 лв.

Във връзка с гореизложеното дружеството счита, че допуснатото в общия подход максимално увеличение в размер 10% е недостатъчно, за да компенсира обективната необходимост от индексацията спрямо минималната работна заплата и още повече ще намали изоставането на нивото на заплатите.

### **След преглед на постъпилото становище от дружеството Комисията счита:**

1. Възражението по отношение коригираните приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 2 878 хил. лв. не се приема. След като в разходната част на цените се признават съдебни разходи, то и приходите от спечелените дела трябва да се извадят от годишните разходи на дружеството, с цел избягване на дублиране на разходи за една и съща дейност в цените на топлинната и електрическа енергия и в съответствие с т. 1.6 от общия подход;
2. Възражението по отношение непризнаване на разходите за закупуване на квоти за емисии парникови газове не се приема. Комисията конкретизира т. 13 от общия подход, като разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, се определят като реално закупените количества от дружествата през 2016 г. се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t. С цел недопускане на прогнозни неточни допускания, относно този значим по същество разход, в действащите цени се включват само реално закупени квоти за емисии парникови газове, платени през 2016 г.;
3. Възражението по отношение коригираните разходи за заплати и възнаграждения не се приема. В действащите цени са допуснати увеличения на разходите за заплати и възнаграждения при условията на т.1.3 от общия подход.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация София” ЕАД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 147,03 лв./MWh, в т. ч.:
  - индивидуални разходи за единица енергия – 109,03 лв./MWh
  - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 79,98 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 77,56 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2, и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 422 644 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 404 031 хил. лв., от които условно-постоянни – 104 767 хил. лв. и променливи – 299 264 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 425 939 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 4,37%
  - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 746 910 MWh, в т. ч.:
    - Към НЕК ЕАД - 720 238 MWh
    - Към ЕРД - 26 672 MWh
  - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 911 393 MWh

## **2. „ЕВН България Топлофикация” ЕАД, гр. Пловдив**

С писмо вх. № Е-14-49-5 от 31.03.2017 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител следната информация и документи:

1. Отчетна информация за 2016 г. и за регулаторния период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., и прогнозна информация за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. - с приложени справки от № 1 до № 9;

2. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. - Приложение № 3 по формата на КЕВР;

3. Обосновки на прогнозните ценови параметри за утвърждаване на нови цени на топлинна енергия и електрическа енергия от комбинирано производство за новия регулаторен период от 01.07.2017 г.;

4. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите „производство на топлинна и електрическа енергия“ и „пренос на топлинна енергия“ - Приложение № 3 по формата на КЕВР;

5. Отчетна информация за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., прогнозна информация за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. за произведената комбинирана електрическа енергия. Справките съдържат данни за количества - бруто, собствени нужди, нето, продажба на НЕК ЕАД и продажба на търговци на свободния пазар;

6. Справка за цените на горивата - изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените - Приложение № 2 по формата на КЕВР;

7. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2015 г., 2016 г. и ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. - Приложение № 4 по формата на КЕВР;

8. Одитиран годишен финансов отчет за 2016 г. на „ЕВН България Топлофикация” ЕАД, с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, и доклад за дейността на дружеството;

9. Справки с отчетна информация за 2016 г. съгласно Единна система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането;

10. Искане за компенсиране на разходи за 2017 г. по чл. 35 от Закона за енергетиката, произтичащи от наложени на дружеството задължения към обществото, свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по Закона за енергийната ефективност;

11. Искане за компенсиране на разходи за предходен период 2010 г. – 2016 г. по чл. 35 от Закона за енергетиката, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по Закона за енергийната ефективност;

12. Инвестиционната и ремонтна програма на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – отчет за 2016 г. и план за 2017 г.;

13. Проект на договор за продажба на електрическа енергия от комбинирано производство между ЕВН ТР и НЕК ЕАД – към м.03.2017 г.;

14. Договор за продажба на електрическа енергия между „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД и лицензиран търговец по Закона за енергетиката;

15. Договор № 142-2013 / 02.10.2015 г. за доставка на природен газ, сключен между „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД за 2016 г. и приложения към него;

16. Копия от публикации за оповестяване на предложените за утвърждаване цени на енергия – публикации във в. Марица на 28.02.2017 г., на интернет страницата на дружеството и в офиси на ЕВН ТР;

17. Документ за внесена такса за разглеждане на заявлението;

18. Копие на Удостоверение за актуално състояние на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД към м.03.2017 г.;

19. Неповерителен вариант на заявление на ЕВН ТР за утвърждаване на цени за регулаторния период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., на електронен носител, който да бъде публикуван на интернет страницата на КЕВР в изпълнение на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

| <b>„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД</b>                                                         | <b>лева / MWh<br/>без ДДС</b> |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|
| Еднокомпонентна пределна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода                 | <b>94,43</b>                  |
| Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ       | <b>93,43</b>                  |
| Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ  | <b>93,43</b>                  |
| Преференциална цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин | <b>144,01</b>                 |

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ - 299,94 лв./ $\text{knm}^3$  и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh.

**Обосновката на дружеството на прогнозните разходи е следната:**

#### **1. Разходи за амортизации**

Разходите за амортизация са планирани на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и са записани в баланса на дружеството към 31.12.2016 г.

Разходите за амортизацията се разпределят спрямо съответните активи, от които произхождат, на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и общи разходи за двата продукта.

Амортизацията на активите от производствените централи Нова когенерационна централа и ТЕЦ „Север“ се разпределя съответно според тяхното предназначение, и функционалност спрямо това дали служат само за производство на електрическа енергия, само за производство на топлинна енергия или служат за



комбинирано производството и на двата продукта.

Амортизацията на активите от производствена централа ОЦ „Юг“ се отнасят директно към разходите за производство на топлинна енергия, тъй като тези активи служат само за производство на топлинна енергия.

Амортизацията на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи и компоненти, са отнесени към разходи по преноса на топлинна енергия.

Разходите за амортизация на други активи, свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.), се разпределя между разходите за производство и пренос на база коефициент, получен според брой служители, заети в производството, и брой служители, заети в преноса на топлинна енергия, към 31.12.2016 г. Към тази дата сътрудниците, заети в производството, са 73 човека, а тези, заети в преноса, са 61,5 човека. На тази база 54,28% от стойността на амортизацията на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределят за производство на енергия, а 45,72% се разпределят за пренос на топлинна енергия. Получената стойност за разходи от амортизации за производството се отнася към разходи за производство общо за двата продукта.

**2. Разходите за консумативи** за производството са планирани спрямо производствените нужди, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. Разходи за консумативи са планирани по месеци и по видове консумативи.

**3. Разходите за закупена електрическа енергия** са планирани спрямо производствените нужди в съответствие с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за регулаторния период. Разходите за електрическа енергия са прогнозирани по месеци и по видове напрежение. Консуматори на електрическа енергия високо напрежение са новата когенерационна централа и ТЕЦ „Север“ в аварийни случаи. Консуматори на електрическа енергия средно напрежение са съоръженията ТЕЦ „Север“ и ОЦ „Юг“. Консуматори на електрическа енергия ниско напрежение са абонатните станции и помпена станция „Марица“.

**4. Разходите за вода** за производството са планирани спрямо производствените нужди съобразно прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за регулаторния период. Разходите за вода са планирани по месеци и по видове консуматори, като в общите разходи са включени, както разходите за вода, така също и разходите за канализация, отвеждане и за пречистване на потребените количества. Общо разходите са в размер на 164 411, 12 лв.

**5. Планираните приходи от услуги** за новия ценови период се състоят от планираните приходи от услуги за дялово разпределение на топлинна енергия, включително доставка и монтаж на уреди за дялово разпределение в „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, планираните приходи от присъединяване на нови клиенти и планираните приходи от услуги, директно възлагани от клиентите на дружеството. Стойността на планираните приходи е базирана на отчетните данни за приходите от услуги, като сумите са индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от - 0,8% за периода януари - декември 2016 г. спрямо периода януари - декември 2015 г.

| Приходи от услуги в лв. | Отчет         | План          |
|-------------------------|---------------|---------------|
| Дялово разпределение    | 34.814        | 34.536        |
| Ново присъединяване     | 6.262         | 6.212         |
| Други услуги            | 38.264        | 37.958        |
| <b>Общо</b>             | <b>79.341</b> | <b>78.706</b> |

**6. Оборотният капитал** е калкулиран чрез коефициент, изчислен на базата на т.нар. „Нетен цикъл на оборотния капитал“, който възлиза на 41,12 дни.

Данните за „Вземания от клиенти и доставчици“, „Материални запаси“, „Задължения към доставчици и клиенти“ и „Нетни приходи от продажби“ за 2015 г. и 2016 г. са взети от одитиран годишен финансов отчет за 2016 г.

Калкулираната необходима сума за оборотен капитал се разпределя между регулаторната база на активи за производство и регулаторната база на активи за пренос на топлинна енергия на база коефициент, получен според брой служители, заети в производството, и брой служители, заети в преноса на топлинна енергия, към 31.12.2016 г. На тази база 54,28% от оборотния капитал се разпределя за производство на енергия и 45,72% от оборотния капитал се разпределя за пренос на топлинна енергия.

Получената сума за необходим оборотен капитал за производство се разпределя между производство на електрическа енергия и производство на топлинна енергия на база „Коефициент за разделяне на горивото в енергийната част“ от Справка № 6.

**7. Стойността на дълготрайните активи**, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, е равна на тяхната отчетна стойност, залежала в баланса на дружеството към 31.12.2016 г., коригирана с ефектите от осчетоводена обезценка на ДМА, съгласно чл. 8 ал. 2 т. 5 от НРЦТЕ и съгласно приложеното становище към съответната обосновка „Признаване на загуба от обезценка в контекста на определяне на регулаторната база на активите“. Основни позиции в тази сума са производствените централи (Новата когенерационна централа, ТЕЦ „Север“, ОЦ „Юг“) и топлопреносната мрежа с всички прилежащи и компоненти (тръбопроводи, абонатни станции, измервателни устройства).

Активите на производствените централи - Нова когенерационна централа и ТЕЦ „Север“, са разпределени в групи според тяхното предназначение и функционалност спрямо това дали служат само за производство на електричество, само за производство на топлинна енергия или служат за производството и на двата продукта. Стойността на активите за общо производство се разпределя между активите за производство на топлинна енергия и активите за производство на електрическа енергия с „Коефициента за разделяне на горивото в енергийната част“ от Справка № 6 от модела за ценообразуване.

Активите на производствена централа ОЦ „Юг“ служат само за производство на топлинна енергия.

Стойността на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи и компоненти, са отнесени към регулаторната база на активи, свързани с преноса на топлинна енергия.

Други активи, свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.), се разпределят, както е посочено по-горе.

Получената стойност за производството след това се разпределя между производство на топлинна енергия и производство на електрическа енергия с „Коефициент за разделяне на горивото в енергийната част“ от Справка № 6.

**8. Прогнозни количества топлинна енергия, отпускана към топлопреносната мрежа за ценовия период и за собствени нужди**

Планирането на топлинна енергия е извършено на база очакваната реализация, очакваните технологични разходи по преноса на топлинна енергия, във връзка с отчетената температура на въздуха за гр. Пловдив и тенденцията потреблението през последните 5 години.

Прогнозираните количества на отпуснатата топлинна енергия към топлопреносната мрежа са в размер на 332 500 MWh.

Представено е по месеци сравнение на отпусната към преноса топлинна енергия през 2016г., прогноза за периода 2017г. – 2018г., отчетени температури на външния въздух за 5 годишен период и прогнозните външни температури за ценовия период.

За гр. Пловдив се запазва тенденцията, че новопостроените, новоприсъединени сгради са изпълнени според съвременните норми за енергийна ефективност. Също така

се очаква делът на централизирано топлоснабдените топлоизолирани сгради да нараства благодарение на активността на собствениците им и действащата към момента „Национална програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради“. Това обстоятелство се очаква да понижи потреблението на топлинна енергия за отопление в сравнение с минали периоди при равни други условия.

Въз основа на направения анализ, вследствие от предприеманите мерки и кампании за връщане на доверието към услугата „централизирано топлоснабдяване“, предлагането на услугата „охлаждане през летния период“ и присъединяване към топлопреносната мрежа на нови клиенти, водещи до увеличаване на броя на клиентите на топлинна енергия спрямо минали периоди, към настоящия етап има основание да се очаква нарастване на реализацията на топлинна енергия за следващия ценови период.

През 2016г. отчетената топлинната енергия за собствени нужди е 26 240 MWh, а за ценовия период е планирана в размер на 25 835 MWh.

Спрямо 2016 г. планираната топлинна енергия за собствени нужди е по-малко с 405 MWh въз основа на оптималното разпределение на работата на производствените мощности и планираните ремонтни дейности. Като базова инсталация ще се използва Когенерацията.

ТЕЦ „Север“ се очаква да бъде в експлоатация едновременно с Когенерацията през месеците декември, януари и февруари с обща продължителност от 1 946 ч.

За ценовия период е планирано инсталация Когенерация да бъде в престой общо за 39 денонощия през месеците май и септември за извършване на планови ремонтни дейности и метрология на измервателни уреди. През този период топлинният товар за гр. Пловдив ще се осигурява само от ОЦ „Юг“, като се предвижда да работи и през преходните периоди едновременно с Когенерацията, като общата продължителност на работа на централата е 1 366 ч.

Прогнозата за очакваното собствено потребление на топлинна енергия на топлоизточниците за ценовия период е разработена въз основа на планираната работа по инсталации, приоритетно натоварване на инсталациите за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, съобразно планираните ремонтни дейности и очакваните топлинни товари.

#### **9. Вътрешно-групови разходи, пряко свързани с дейността по лицензията**

С цел осъществяване на лицензионната си дейност с минимални разходи „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е планирало за текущата 2017 г. да използва проектно-консултантски, административни и технически вътрешно-групови услуги с намерение за постигане на ефективно управление на разходите.

Планираните проектно-консултантски, административни и технически услуги включват от една страна проектно ориентирани услуги, и от друга страна текущи административни и технически услуги, подпомагащи по-ефективното извършване на основните дейности на дружеството. Под проектно ориентирани услуги се разбира работа по одобрен проект от инвестиционната и ремонтна програма за 2017 г. или проект с одобрена проектна структура, бюджет и план за действие от Управителния съвет на дружеството или IT проекти, с които да се осъществи консултацията относно безпроблемното функциониране на конкретен софтуерен продукт.

Разходната база за всичките вътрешно-групови услуги се планира да се формира единствено на база степента на отговорностите, необходимите умения на ангажирания персонал, както и на времето и ресурсите необходими за осъществяване на съответната услуга. Възнаграждението е планирано да се изчислява на базата на реално отработените часове и приложимата часова ставка.

Услугите се извършват въз основа на сключени договори от 01.10.2011 г. между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД в следните направления - Счетоводство и други финансови услуги, Правни и корпоративни въпроси, Покупки и склад, IT и телекомуникация, Човешки ресурси, Фактуриране, Клиентско обслужване, Технически услуги.

Методиката за ценообразуване включва систематиката за калкулация по метода на „увеличената стойност“, за прилагането на която се калкулира и съответно фактурира договорените по тези договори услуги с увеличена себестойност в размер на 5% от реалната стойност на услугата. В стойността на услугата (цената на услугата) се включват всички директни и индиректни разходи, необходими за извършването на конкретната услуга; Всички услуги, описани по-горе се калкулират на база на отработени часове за всяка конкретна услуга.

**10. Количество електрическа енергия за собствени нужди и трансформация** за новия ценови период и разпределението на това количество между електрическата и топлинната енергия, сравнено с отчета за 2016 г.

Потреблението на електрическа енергия за собствени нужди на когенериращите топлоизточници за новия ценови период е прогнозирано в размер на 11 350 MWh, което е със 131 MWh повече от отчетеното през 2016 г.

Завишението основно се дължи на стремежа на дружеството към редукция на разходите за закупена електрическа енергия за когенерационните съоръжения през неоплътителния период. В този период е предвидено електроенергията, закупувана от средно ниво на напрежение за площадката на ТЕЦ „Север“ да се осигурява от работещата когенерационна инсталация.

Прогнозата на електрическа енергия за собствени нужди за производство на топлинна енергия е намалена с 26 MWh, което съответства на планираното натоварване на северните топлоизточници.

За ценовия период е планирано Когенерацията да бъде в престой общо за 39 денонощия за извършване на планови ремонтни дейности и метрология на измервателни уреди.

**11. Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи за периода от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г.**

За новия регулаторен период дружеството е прогнозирано технологични разходи по преноса в размер на 30,00%.

Според представените в табличен вид помесечно стойностите на технологичните разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях се очаква намаляване на технологичните разходи от топлоотдаване поради:

- Рехабилитационни дейности по тръбопроводите на топлопреносната мрежа:
  - Подмяна на стари и амортизирани тръбопроводи;
  - Рехабилитация на изолацията на въздушно положени трасета и арматури в камери;
- Структурна оптимизация на топлопреносната мрежа;
- Очаквано намаление на консумацията на топлинна енергия поради:
  - Ново присъединените и новопостроените сгради са изпълнени според съвременните норми за енергийна ефективност;
  - Съществуващите присъединени сгради се санират, което намалява тяхната консумация на топлинна енергия.

Очаква се технологичните разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции да намалее поради рехабилитационни дейности в АС на битови, стопански и клиенти на общински и републикански бюджет.

Очаква се технологичните разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа и АС да намалее поради причините, изтъкнати по-горе.

**12. Ценообразуващи елементи и образуване на цени в сила от 01.07.2017 г.**

1. Разход за природен газ в размер на 25 056 хил. лв., при цена 299,94 лв./кпм<sup>3</sup> (без акциз и ДДС), съгласно решение Ц-42 на КЕВР от 30.12.2016 г;
2. Условно - постоянни разходи в размер на 20 362 хил. лв.
3. Намаление на разходите за амортизация с 1 458 лв., отразяващи инвестициите, извършени от дружеството и полезния живот на съществуващите

активи. Разходите за ремонт се планира да намалеят спрямо отчетните разходи от 2016 г. с 26 хил. лв.

4. Планира се увеличение на персоналните разходи през 2017 г., основно заради нарастване на разходите за заплати и възнаграждения с 341 хил. лв.

5. Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, нарастват с 0,9% до 6 567 хил. лв. Разходите са планирани на база на отчетните разходи от 2016 г., индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от -0,8% за периода януари - декември 2016 г. спрямо периода януари - декември 2015 г.

6. Променливите разходи са в размер на 29 316 хил. лв.

7. Намалени са разходите за материали, в които основна тежест има разходът за природен газ. Прогнозните разходи са калкулирани с цена на природен газ от 299,94 лв./кпм<sup>3</sup> съгласно решение на КЕВР № Ц-42 от 30.12.2016 г. Разходите за вода, закупена електрическа енергия и консумативи са планирани спрямо производствените нужди, съответстващи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия. Не се прогнозира разходи за външни услуги в променливите разходи. Разходът за акциз на природния газ възлиза на 753 хил. лв.

8. Дружеството не планира разходи за емисии от парникови газове (CO<sub>2</sub>).

Количеството безплатни квоти, налични в регистъра към 27.03.2017 г. е с включени количества, разпределени за 2017 г. за производство на топлинна енергия и за двете площадки на дружеството в размер на 46 333 t.

Към момента на подаване на заявлението за цени „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД не е получила безплатни квоти за 2016 г. и 2017 г. във връзка от участието си в Дерогацията по чл. 10в от Директивата за Системата за търговия с емисии на Европейския съюз (СТЕ), както и не е извършено предаване на емитираните количества за 2016 г.

9. Добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ за комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство е в размер на 38,00 лв./MWh.

С писмо изх. № Е-14-49-5 от 25.04.2017 г. на КЕВР на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ от заявителя е изискано да представи:

1. Обосновка на разходите за ремонт в производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия, като се посочат ремонтните разходи и разходите, които имат инвестиционен характер;

2. Обосновка за завишения размер на разходите за заплати и възнаграждения;

3. Писмена обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С писмо вх. № Е-14-49-5 от 04.05.2017 г. дружеството е представило исканата информация.

**Обосновките на дружеството са следните:**

**1. Обосновка на разходите за ремонт в производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия**

В планираните разходи за ремонт не са включвани разходи, които имат инвестиционен характер. В т. 3 на приложената към заявлението обосновка от ЕВН ТР е посочено, че разходите за ремонт е планирано да намалеят спрямо отчетните разходи от 2016 г. с 26 хил. лв.

В справка № 1 „Разходи за производство“ от ценовия модел е дадена разбивката на видовете разходи за ремонт, както следва:

| №    | НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА             | МЯРКА    | ПРОГНОЗА за НРП от 07.2017 г. |        |      |
|------|-------------------------------------|----------|-------------------------------|--------|------|
|      |                                     |          | ПРОИЗВ.                       | ПРЕНОС | ОБЩО |
| 2    | Разходи за ремонт                   | хил. лв. | 365                           | 122    | 487  |
| 2.1. | Отнесени към електрическата енергия | хил. лв. | 0                             |        | 0    |

|      |                                  |          |     |     |     |
|------|----------------------------------|----------|-----|-----|-----|
| 2.2. | Отнесени към топлинната енергия: | хил. лв. | 26  | 122 | 148 |
|      | - в т. ч. за ремонт на ВК&ППК    | хил. лв. | 26  |     |     |
| 2.3. | Общи за двата продукта           | хил. лв. | 339 |     | 339 |

Планираните основни обекти в ремонтната програма за 2017 г. са:

- Възстановяване на антикорозионно покритие на тръбопроводи и съоръжения на територията на ТЕЦ „Север“ на стойност - 35 хил. лв.;
- Обследване на енергиен котел № 3 в ТЕЦ „Север“ на стойност - 72 хил. лв.;
- Извършване на регулярни технически инспекции на газова турбина SGT-700 с цел спазване изискванията на производителя за безопасна експлоатация и гарантиране на безаварийна експлоатация на съоръжението - 100 хил. лв.;
- Поддръжка и обновяване на абонатни станции - 81 хил. лв.;
- Ремонт на склад за опасни отпадъци - 89 хил. лв.;
- Почистване и отстраняване на мазутни резервоари в РОЦ „Чайка“ - 26 хил. лв.

## **2. Обосновка на завишения размер на разходите за заплати и възнаграждения.**

Пазарът на труда в гр. Пловдив е по-силен от повечето други региони в България. Прогнозите на експертите по човешки ресурси са, че и през 2017 г. ще продължи тенденцията на много динамичен пазар на труда със засилено търсене на квалифициран персонал за задоволяване на потребностите на бързо развиващите се „Икономическа зона Тракия“, „Търговско-индустриална зона Марица“ и „Индустриална зона Раковски“. Големи компании като „Сенсата Технолоджис“, „Либхер-Хаусгерете“, „Шнайдер Електрик“, „АВВ“, „Осрам“ и др., които са избрали Пловдив като дестинация за инвестиции, също разчитат на достъп до човешки ресурс, като е ограничен броят на добре подготвените работници и специалисти, които могат да създадат добавена стойност за различните сектори на производството и услугите.

ЕВН ТР отчита реалните фактори, влияещи през 2017 г. върху пазара на труда, включително и задържането и развитието на висококвалифициран персонал. През

2016 г. националната статистика отчита ръст на работните заплати от 10%, като прогнозите за регион Пловдив през 2017 г. са този темп да се запази.

При планиране размера на възнагражденията са отчетени и следните фактори:

- Отчитане на развитието на пазара на труда в гр. Пловдив и завишено търсене на квалифициран персонал в развиващите се икономически зони в областта;
- Договореното с представителите на синдикатите минимално увеличение на основната работна заплата с 3.4%, считано от 1.01.2017 г., отнасящо се за всички сътрудници;
- Индивидуални увеличения на основните заплати на специалисти с изявен принос в трудовия процес;
- Естественят ръст на допълнителното заплащане за трудов стаж и професионален опит.

В ценовото заявление е представена следната информация, като е посочено, че през 2017 г. се планира нарастване на разходите за заплати и възнаграждения:

| Наименование на разхода                    | Мярка          | ОТЧЕТ 2016 г. |              |              | ПРОГНОЗА за НРП от 7,2017 |              |              |
|--------------------------------------------|----------------|---------------|--------------|--------------|---------------------------|--------------|--------------|
|                                            |                | Произв.       | Пренос       | Общо         | Произв.                   | Пренос       | Общо         |
| <b>Разходи за заплати и възнаграждения</b> | <b>хил. лв</b> | <b>1 891</b>  | <b>1 216</b> | <b>3 108</b> | <b>1 909</b>              | <b>1 539</b> | <b>3 448</b> |

### **3. Обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения**

ЕВН ТР извършва икономически обосновани разходи, във връзка с подготовката и воденето на съдебни производства за събиране на вземания от продажба на топлинна енергия, като защитава легитимните си интереси по предвиден в закона ред. Дружеството има разходи по процедури, свързани с администриране на просрочени задължения, писмени покани до клиентите за доброволно плащане и събиране на задължения по съдебен ред, като са ангажирани конкретни служители и за целта се поддържа специализиран софтуер. Юрисконсулти на дружеството участват в съдебните производства, като в хода на делата се присъждат съответните юрисконсултски възнаграждения, във връзка с направените от дружеството разходи за събиране на задължения по съдебен ред.

През 2016 г., прилагайки нормите на Гражданския процесуален кодекс (ГПК), възнагражденията на юрисконсултите се приравняват на минималните размери на адвокатските възнаграждения, съгласно Наредба № 1 от 09.07.2004 г. за минималните размери на адвокатските възнаграждения. За 2016 г. постъпилите в ЕВН ТР суми от юрисконсултски възнаграждения са в размер на 317,8 хил. лв.

Представена е информация за месечните постъпления от присъдени в полза на ЕВН ТР юрисконсултски възнаграждения през 2016 г.

В новия регулаторен период от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г. ЕВН ТР ще има в пъти по-малко приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, защото през м. 02.2017 г. е направена промяна в ГПК. Промяната в ГПК е свързана с начина на определяне на възнагражденията, присъждани от съда, в полза на юридически лица, които са били представлявани от юрисконсулт по съответното съдебно производство. След промяната в ГПК размерът на юрисконсултските възнаграждения се изчислява и определя от съда, съобразно разпоредбите на Раздел IV от Наредба за заплащането на правната помощ, което от своя страна води до значително намаляване на техния размер, който в зависимост от конкретното съдебно производство се намалява между три и шест пъти.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 5,81% по-високи от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 0,35% по-високи от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са 38,01% при прогнозираните 30,00% за ценовия период.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период (РП) дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 2,59% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), вследствие на намалените разходи за амортизации с 8,75% и разходите за ремонт с 6,70%, въпреки увеличените разходи за заплати и възнаграждения с 6,82%.

Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

#### **Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал**

НВск по отчет за ценовия период е 2,37% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният по-нисък размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е вследствие на завишените променливи разходи от една страна и от друга страна увеличените продажби на електрическа и топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

## **Образуване на цените**

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 448 хил. лв. на 3 108 хил. лв. или с 340 хил. лв. до нивото на отчетения разход през 2016 г., поради по-високото ниво на средната работна заплата в дружеството в сравнение със средната месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2016 г. в отрасъл „Енергетика“ и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 843 хил. лв. на 770 хил. лв. или със 73 хил. лв. до нивото на отчетения разход през 2016 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- част от допълнително добавените от дружеството разходни позиции са коригирани, в съответствие с регулаторното изискване добавянето на нови разходни позиции да се извършва само при подробна и аргументирана обосновка за необходимостта от тях и обосновка на конкретната стойност, в контекста на нейното намаляване, в резултат на икономията от мащаба. Корекциите на стойностите от тези предложени от дружествата нови разходни позиции целят и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, неприсъщи за лицензионната дейност разходи, както и недопускане на вътрешни надценки върху разходи, съгласно т. 1 от общия подход, а именно:

- разходите за „други разходи“ са коригирани от 366 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 366 хил. лв.;

- разходите за „индивидуална цел за енергоспестяване“ са коригирани от 117 хил. лв. на 0 хил. лв., или със 117 хил. лв.

- присъдените на дружеството приходи от юрисконсултски възнаграждения на стойност 317,8 хил. лв. са извадени от общите разходи с цел недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност в цените.

- разходите за балансиране по Правилата за търговия с електрическа енергия са коригирани от 542 хил. лв. на 355 хил. лв. или със 187 хил. лв., съгласно т. 1 от общия подход;

- разходи за „Фонд сигурност на електроенергийната система“ - 5%, са коригирани от 2 039 хил. лв. на 0 хил. лв., съгласно т. 1 от общия подход и чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ.

2. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „НБК” НВ на собствения капитал е коригирана от 9,26% на 7%, в съответствие с глава втора, раздел III, т. 37 от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 960  $\text{km}^3$ , на стойност 368 хил. лв., до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия на отчетената стойност през 2016 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

5. В справка № 4 „ТИП в производството“ е възстановена променената от дружеството формула на ред 43, в съответствие с формата на справките, утвърдени като приложение към Указания-НВ.

След проведеното на 06.06.2017 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-49-9 от 07.06.2017 г. дружеството е представило становището си по Доклада, по отношение на:

I. Необходими годишни приходи.

Дружеството посочва, че на база на публикуваните количества и цени за необходими годишни приходи на ЕВН ТР се получава по изчислителен път следният резултат: 61 956 249 хил. лв., като в Доклада е отбелязано, че те са коригирани в размер на 63 202 хил. лв. Дружеството счита, че най-вероятно е допусната техническа грешка и електрическа енергия без показатели за високоефективно комбинирано производство от 14 743 MWh е дадена като приход по преференциална цена. ЕВН ТР констатира разлика в



размер на 1 246 373 лв.

ЕВН ТР получава следния резултат на база на публикуваните количества и цени за необходимите годишни приходи:

| „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД                                                                  | Количества<br>MWh | Цени по Доклад<br>на КЕВР в лв./MWh<br>(без ДДС) | Необходими приходи<br>в лв. |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|--------------------------------------------------|-----------------------------|
| Еднокомпонентна пределна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода                   | 232 750           | 81,98                                            | 19 080 845                  |
| Преференциална цена за комбинирана електрическа енергия от висо-<br>коефективен комбиниран начин | 280 307           | 149,54                                           | 41 917 109                  |
| Непреференциална цена за комбинирана електрическа енергия от високоефективен комбиниран начин    | 14 743            | 65,00                                            | 958 295                     |
| Получени необходими годишни приходи (НП) по изчислителен път                                     |                   |                                                  | 61 956 249                  |

II. По т. 3 от възприетия в Доклада общ подход по отношение на „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“.

ЕВН ТР счита, че норма на възвръщаемост на собствения капитал от 9,26% би било обоснована и ще стимулира развитието на инвестиции в сектора и ще гарантира защита на възвръщаемостта им.

Дружеството изразява становище, че представените от КЕВР крайни резултати от начина на изчисляване на нормата на възвръщаемост на собствения и привлечения капитал, следва да бъдат преразгледани, защото данните на БНБ са към 31.12.2016 г., тоест от преди половин година, като може да се използват и да бъдат взети под внимание и други макро-индикатори.

III. По т. 5 от възприетия в Доклада общ подход по отношение на разходите за природен газ - коригирани с 960 knm<sup>3</sup>, на стойност 368 хил. лв. Дружеството счита, че ефективността, която заявява е изчислена по методиката съгласно наредбата за сертифициране на електроенергията като високоефективна и на тази база е определило количествата газ. Дружеството смята, че извършената корекция е необоснована и немотивирана и моли да бъде възстановена представената от ЕВН ТР стойност, защото в противен случай няма да бъдат разчетени достатъчно средства за закупуване на природен газ. ЕВН ТР предвижда по-продължителен ремонт на ко-генерацията и по-малък брой работни часове, което е отразено в прогнозите за следващата ценова година, като дружеството е заложило по-ниски количества газ, съобразени с работната програма.

Дружеството заявява, че съгласно актуализирани Справки по чл. 4, ал. 4 от Наредбата за издаване на сертификати за произход на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, публикувани на сайта на КЕВР и писмо с изх. № Е-14-00-21/04.07.2016 г. на КЕВР се получават следните резултати:

|                  | 2016          | 2017/2018     |
|------------------|---------------|---------------|
| <b>ТЕЦ</b>       | <b>85.00%</b> | <b>84.17%</b> |
| <b>Коген</b>     | <b>80.98%</b> | <b>81.37%</b> |
| <b>За ЕВН ТР</b> | <b>81.53%</b> | <b>81.64%</b> |

| раб. ч             | 2016  | 2017/2018 |
|--------------------|-------|-----------|
| Работни часове ТЕЦ | 1 729 | 1 946     |
| Работни часове КО  | 8330  | 7824      |

Въз основа на приложената информация ЕВН ТР твърди, че не е планирало по-ниска обща ефективност за новия ценови период.

IV. По т. 1.3. от възприетия в Доклада общ подход по отношение на разходите за заплати и възнаграждения.

Дружеството възразява срещу извършената корекция по отношение на разходите за заплати и възнаграждения, които са намалени с 340 хил. лв. (от 3 448 хил. лв. на 3 108 хил. лв.). Заявява, че намаляването на този разход би довело до невъзможност за осигуряване на качествени специалисти и привличането на нови висококвалифицирани кадри.

Дружеството също така посочва, че в Доклада са намалени и разходите за осигурителни вноски и социални разходи със 73 хил. лв. (от 843 хил. лв. на 770 хил. лв.). Съгласно действащия в дружеството КТД, работодателят се задължава да осигури средства за социални разходи в размер не по-малко от 10% от начислените средства за работна заплата.

Дружеството счита за необосновано да се използва като основа за сравнение приетата средна месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2016 г. в отрасъл „Енергетика“, която е в размер на 1 664 лв., съгласно данни на НСИ.

V. Дружеството възразява и по отношение на извършената корекция на разход „индивидуална цел за енергоспестяване“

Дружеството посочва, че разходът за „енергийна ефективност“ е коригиран от 117 хил. лв. на 0 хил. лв., като изразява мнение, че компенсирането на разходите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ, произтичащи от наложени задължения, свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност за изпълнение на национална цел нито веднъж не са били взети под внимание от страна на Комисията.

VI. Разходи за „Фонд сигурност на електроенергийната система“, съгласно т. 1 от общия подход и чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ.

ЕВН ТР счита за необходимо да се отчете този разход в ценообразувания модел, защото в противен случай би се нарушил принципа за отчитане на интереса на енергийните дружества за сметка на този на крайните клиенти.

VII. Разходите произтичащи от сделки с балансираща енергия, съгласно т. 1 от общия подход.

Дружеството счита, че Комисията следва да предвиди разходи за балансираща енергия, така както всеки един търговец на свободния пазар за електрическа енергия включва в цената за крайните си клиенти тези разходи.

VIII. Дружеството възразява и по т.1.6. от приетия общ подход в Доклада по отношение на намалените разходи със стойността на юрисконсултски възнаграждения.

Дружеството изразява становище, че намалените разходи на ЕВН ТР с 317,8 хил. лв., с мотив недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност в цените, е немотивирано.

IX. Определяне на индивидуалната цена на електрическата енергия и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ при получаване на преференциалната цена.

Позицията на ЕВН ТР е, че добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ следва да се определя на база ефективност на инсталациите.

X. Прилагане на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите

Дружеството счита, че предложената в Доклада на КЕВР цена на топлинна енергия от 81,98 лв./MWh не отразява реалните разходи за дейността и ефекта от ниски цени може да доведе до нарушаване на баланса между различни групи клиенти.

Становището на ЕВН ТР е, че баланс между цената за клиентите и устойчиво развитие на дейността на дружеството не може да бъде постигнат, предвид извършените разходни корекции по бюджета на дружеството, както и няма да са налице условия за подобряване на финансовото му състояние.

Дружеството е представило в таблица направена съпоставка между предложените от ЕВН ТР цени и ценообразуващи елементи и предлаганите в Доклада на КЕВР.

| „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД                                                        | Параметри по Заявление на ЕВН ТР лв./MWh без ДДС | Параметри по Доклад на КЕВР лв./MWh без ДДС | Разлика между Доклад на КЕВР и Заявление на ЕВН ТР |
|----------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|---------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Еднокомпонентна пределна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода         | 94,43                                            | 81,98                                       | -12,45                                             |
| За доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ / MWh без ДДС / | 93,43                                            | 80,98                                       | -12,45                                             |

|                                                                                               |                 |                  |               |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|------------------|---------------|
| Преференциална цена за комбинирана електрическа енергия от високоефективно комбинирано пр-во. | 144.01          | 149,54           | 5,53          |
| Цена на природния газ – лв./knn <sup>3</sup> (без ДДС и акциз);                               | 299,94          | 382.99           | 83            |
| Необходими приходи                                                                            | 63 303 хил. лв. | 63 202 хил. лв.; | -101 хил. лв. |
| Норма на възвръщаемост на капитала преди данъци                                               | 9,18%           | 6,97%            | •2,2%         |
| Планирани продажби на топлинна енергия в размер                                               | 232 750 MWh     | 232 750 MWh      | Няма промяна  |
| Планирани продажби на електрическа енергия                                                    | 295 050 MWh     | 295 050 MWh      | Няма промяна  |
| Разходи за „Фонд сигурност на електроенергийната система“                                     | 2 039           | 0                | -2 039        |
| Разходи предизвикани за балансиране по Правила за търговия с ЕЕ                               | 542 хил. лв.    | 355 лв.          | -187          |
| Разходи по индивидуална цел за мерки по енергийна ефективност (чл. 35 ЗЕ) - хил. лв.          | 117             | 0                | -117          |

#### След преглед на постъпилото становище от дружеството Комисията счита:

1. Необходими годишни приходи - от регулаторна гледна точка е неприемливо производството на електрическа енергия, без показатели за високоефективно производство, при наличието на инсталирана в дружеството високоефективна газотурбинна инсталация. Производството на енергия без показатели за високоефективно производство, продавана на свободния пазар, натоварва допълнително и несправедливо цената на топлинната енергия с топлоносител гореща вода. Регулаторно и законово изискване е производството на енергия с минимални разходи (чл. 2, ал. 1, т. 2 и т. 4 от ЗЕ). В конкретния случай с оглед на факта, че всички разходни параметри са прогнозни, Комисията не приема производството на енергия с влошени параметри по отношение на ефективността, в т. ч. прехвърляне на разходи, покривани от един пазар на друг.

2. „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ 7% е определена при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ (принципът за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите), макроикономическата среда, специфичните условия на регулиране на дружествата, както и осигуряване на финансов ресурс за покриване на допълнителни невключени разходи, произтичащи от законови

задължения. Стойността на НВск в % в пълна степен отразява както нивото на безрисковите стойности към настоящия момент, така и степента на риск за сектора на топлофикационните услуги.

3. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разхода на природен газ в комбинираната част на централата с 960 kpm<sup>3</sup>, на стойност 368 хил. лв. не се приема. При отчетена обща ефективност ( $\eta_{\text{общо}}$ ) за 2016 г. 80,73%, предложената ефективност за новия ценови период е 79,78%. Направената корекция е до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия на отчетената стойност през 2016 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

4. Възраженията на дружеството по т. 1.3 от възприетия в доклада общ подход по отношение на разходите за заплати и възнаграждения не се приемат. Комисията счита, че за дружеството не е налице значително изоставане на средната работна заплата в сравнение със средната месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2016 г. в отрасъл „Енергетика“, която е в размер на 1 664 лв., съгласно данни на НСИ. По отношение на корекцията на осигурителните вноски и социални разходи със 73 хил. лв. (от 843 хил. лв. на 770 хил. лв.) възражението се приема и корекцията е възстановена.

5. Възражението по отношение на извършената корекция на разход „индивидуална цел за енергоспестяване“, като допълнително добавена от дружеството разходна позиция не се приема. Корекцията е извършена в съответствие с регулаторното изискване добавянето на нови разходни позиции да се извършва само при подробна и аргументирана обосновка за необходимостта от тях и обосновка на конкретната стойност. Отчетните данни от изминалия ценови период показват, че реално такива разходи не са извършвани, което е допълнително основание за отклоняване на възражението.

6. Възражението по отношение на коригираните разходи за „Фонд сигурност на електроенергийната система“ не се приемат. Основанието за този подход е чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ.

7. Възражението по отношение на коригираните разходи, произтичащи от сделки с балансираща енергия не се приемат. Това е разход, който възниква в процеса на търговия с електрическа енергия и регулаторно изискване е той да бъде минимизиран, съгласно т. 1 от общия подход и чл. чл. 2, ал. 1, т. 4 от ЗЕ).

8. Възраженията на дружеството по т. 1.6 от приетия общ подход в Доклада по отношение на намалените разходи със стойността на приходите от юрисконсултски възнаграждения не се приемат. След като в разходната част на цените се признават съдебни разходи, то и приходите от спечелените дела трябва да се извадят от годишните разходи на дружеството, с цел избягване на дублиране на разходи за една и съща дейност в цените на топлинната и електрическа енергия и в съответствие с т. 1.6 от общия подход;

9. Възраженията на дружеството по отношение на добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ не се приемат. Добавките по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ са определени в съответствие с критериите по чл. 24 от НРЦЕЕ и при спазване на принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, с оглед осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между групите клиенти и създаване на стимули за ефективна дейност на регулираните енергийни предприятия, с отчитане на конкретните разходни особености и нива на цените на топлинната и електрическа енергия. Производството на електрическа енергия без показатели за високоефективно производство от централа на основно гориво природен газ не е технологичен повод за насърчаване чрез по-висока добавка.

10. Принципът за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите не е нарушен в цените на топлинната и електрическа енергия. Ценовите нива на двата вида енергии е в съответствие както с досегашните такива на самото дружество, така и в сравнение с нивата на другите дружества.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите**

**приходи на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 151,02 лв./MWh, в т. ч.:
  - индивидуални разходи за единица енергия – 113,02 лв./MWh
  - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 82,91 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода без ДДС за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 81,91 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 63 855 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 53 447 хил. лв., от които условно-постоянни – 19 221 хил. лв. и променливи – 34 226 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 149 327 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 6,97%
  - Електрическа енергия – 295 050 MWh, в т. ч.:
    - от високоефективно комбинирано производство – 280 307 MWh
    - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 14 743 MWh
  - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 232 750 MWh

### **3. „Топлофикация Плевен“ ЕАД**

С писмо с вх. № Е-14-04-6 от 06.04.2017 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител следните документи:

1. Прогнозна информация за новия регулаторен период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. с приложени справки от № 1 до № 9;
2. Отчетна информация за 2016 г. и за ценови период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. с приложени справки от № 1 до № 9;
3. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2015 г., 2016 г. и ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. (Приложение № 4);
4. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2016 г. и ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. (Приложение № 3);
5. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите „производство на топлинна и електрическа енергия“ и „пренос на топлинна енергия“ (Приложение № 3);
6. Справка за цените на горивата, изчислени като средно претеглени (Приложение № 2);
7. Обяснителна записка относно предложението за промяна на цените на топлинна и електрическа енергия;
  - 8. Копия от договорите за кредити с „Първа инвестиционна банка“ АД;
  - 9. Договор за паричен заем с „Ню Експрес Финанс“ ЕООД;
  - 10. Договор за лизинг с „Интерлийз“ ЕАД от 06.12.2013 г.;
  - 11. Договор за кредит с Дженерал електрик ИНК от 18.12.2013 г.;
  - 12. Договор за продажба на електрическа енергия с „ЧЕЗ Електро България“ АД;
  - 13. Доказателства за изпълнение на изискванията на чл. 36а, ал. 1 от ЗЕ – за оповестяване на предложените цени в средствата за масова информация в едномесечен срок преди подаване на заявлението в КЕВР – копие от публикацията във вестник „Посоки“ и фактурата от 06.03.2017 г.
14. Баланс, ОПР, паричен поток и собствен капитал - форми към ГФО за 2016 г., останалите форми и пояснителни приложения дружеството е декларирало, че ще представи след одитирането им;

15. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени:

- Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с водна пара - 46,05 лв./MWh
- Цена на топлинна енергия с гореща вода – 60,52 лв./MWh
- Цена на електрическа енергия от комбинирано производство - 151,36 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ 299,94 лв./kNm<sup>3</sup> и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ 38,00 лв./MWh.

От копието на публикацията е видно, че дружеството е обявило по-ниски цени на енергия от предложените за утвърждаване в КЕВР.

**Изчисленията за новия регулаторен период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. са разработени от „Топлофикация-Плевен“ ЕАД със следните параметри:**

1. Техничко-икономическите показатели, използвани за пресмятане на цените за следващия ценови период юли 2017г. - юни 2018 г., са на база отчетените данни за предходните няколко години, като разчетът е съобразен с някои особености на изминалата 2016 г. – през периода е извършен ремонт на паропрегревателя на котел-утилизатора през м. септември 2016 г. Запазват се постигнатите през последните години нива на разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия. За електрическата енергия разходната норма за производство е 202,79 g у.г./kWh, а за топлинната енергия - 108,77 kg у.г./MWh при постигнати през 2016 г. съответно 201,29 g у.г./kWh и 107,96 kg у.г./MWh.

2. Заложените в разчета за новия ценови период технологични параметри гарантират постигане на критерия за ефективност на работа на централата от 80%. Постигнатата през 2016 г. ефективност е 81,00%. Като основа на разчета е очакваното повишаване на произведената и реализираната електрическа енергия със запазване на нивото на собствените нужди на електроенергия. Предвижда се произведената електроенергия да бъде 308 000 MWh, а собствените нужди да бъдат 24 000 MWh.

3. Незначително увеличение на реализираната топлинна енергия с топлоносител гореща вода за битови нужди с около 5 300 MWh и запазване на нивото реализирана топлинна енергия с топлоносител пара. Очаква се реализираната пара да достигне до 39 220 MWh.

4. При тези допускания разходът на природен газ за периода е 98 700 kNm<sup>3</sup> или увеличение със 7,49%, без използване на резервно гориво – мазут.

5. При определяне на цените е заложен разход за покриване на дебаланс от участието в балансиращия пазар на електроенергия като член на специална балансиращата група с координатор НЕК ЕАД. Заложеният небаланс е в размер на 435 хил. лв. Разходът е отразен в справка „Разходи“ като променлив разход от външни услуги.

6. Посочените емисии на парникови газове за цялото производство за ценовия период са пресметнати на базата на последната инвентаризация на емисии, като са използвани актуалните данни за емисионният фактор и коефициентът на окисление. Количеството емисии за новия ценови период е 164 238 t CO<sub>2</sub>. От тях за закупуване са 140 192 t CO<sub>2</sub> по цена 4,67 евро/t, която е определена на база средномесечните цени по данни от електронния сайт на Европейската енергийна борса.

7. В справка „Спецификация“ е дадено помесечното производство на топлинна и електрическа енергия, разходът на природен газ и натовареността на съоръженията през периода.

8. Необходимите годишни приходи в разработката са установени при спазване Указания-НВ;

9. Изчисленията на разходите по прогнозата са съобразени с достигнатите нива на приходи и разходи през 2016 г., концепцията за развитие на дружеството през следващата година и обективните тенденции в макроикономически аспект. В разходите не са включени финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху

печалбата, загуби от обезценки, брак, отписани вземания, лихви за забава и неустойки, свързани с неизпълнение на сключени договори. Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2017 г. са изчислени въз основа на достигнатите нива през отчетната 2016 г., особеностите на режимите и схемите на работа на съоръженията и настъпилите обективни промени в законодателството;

10. Разходите за застраховки са заложили според действително изплатените суми по сключените застрахователни договори за 2017 г. по имуществена застраховка и застраховка „авария“ на новата мощност и са увеличени с новия данък 2% от ЗП;

11. Разходите за амортизация са представени в съответствие със счетоводния амортизационен план на дружеството и действително отчетените за 2016 г., като в стойността им за новият регулаторен период е включен и прогнозният размер на амортизацията на инвестиционна програма до 30.06.2018 г.;

12. Променливите разходи в частта за гориво са изчислени на база действащата в момента на подаването на заявлението цена на природния газ 299,94 knm<sup>3</sup>;

13. В променливите разходи, както за отчетния период, така и за следващия регулаторен период са включени, освен реагенти и химикали, и разходи за авиационно масло за газовата турбина. От общо предвидените 225 хил. лв. на тази позиция, 90 хил. лв. са за доставката на това масло. Средният разход варира обикновено в рамките на 300 – 400 l/месец, като зависи от натоварването и пропуските от маслената система. Маслото в системата се оценява с периодични лабораторни анализи и когато параметрите му наблизят критични стойности, зададени от завода-производител на турбината, се подменя.

14. Изпълнението на ремонтната и инвестиционна програми за 2016 г., отчетния ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. и прогнозите за новия регулаторен период от 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. , както и подробни обосновки за това са представени отделно.

15. Нормата на възвращаемост на капитала е 8,00% и е изчислена на база 6% възвращаемост на собствения капитал, равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период, и действащата данъчна ставка на корпоративния данък върху печалбата. Заявителят отбелязва, че ставката за възвращаемост на собствения капитал е силно занижена и затруднява не само по-нататъшното инвестиране от страна на дружеството, но и текущите разплащания към доставчици, в частност към „Булгаргаз“ ЕАД;

16. В съответствие с указанията , дадени от КЕВР, добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ е 38 лв./MWh, като дружеството счита този размер за крайно недостатъчен и възразява срещу системно прилагания подход на намаление на размера на добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ. Изтъкнатите основания за това са формулирани общо, твърде неясно и не създават равнопоставеност между отделните енергийни предприятия. Необходимо е да се обективизира преференциалната цена на комбинираната електроенергия, която да стане фактор за стимулиране с по-голяма яснота при централизираното топлоснабдяване, както и цената ѝ да се приближи до тази в Европейския съюз, където основната тенденция е да се подпомага инвестирането и развитието на високоефективни производства;

17. Оборотният капитал е определен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността ,без да са включени разходите за амортизации.

С писмо изх. № Е-14-04-6 от 25.04.2017 г. на Комисията от заявителя е изискано да представи допълнително следната информация:

1. Обосновка на необходимостта от завишаване на разходите за ремонт в производството на електрическа и топлинна енергия и в преноса на топлинна енергия, като се посочат ремонтните разходи и разходите, които имат инвестиционен характер;

2. Подробна обосновка за завишения размер на разходите за заплати и възнаграждения;

3. Подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С писма с вх. № Е-14-04-6#2 от 04.05.2017 г. и № Е-14-04-6#3 от 04.05.2017 г. дружеството е представило допълнителна информация и документи.

Обосновките на дружеството са следните:

**1. Обосновка на необходимостта от завишаване на разходите за ремонт за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.**

**1. Цех „Топлосилов“ – 4 963 хил. лв.**

- Закупуване на главна маслена помпа за ТГ № 2 - Предвидените разходи от 62 хил. лв. са на база на оферта от завода-производител, поради изчерпан ресурс.

- Закупуване на арматура за високо налягане за текущи ремонти на парогенераторите - 24 хил. лв.

- Подмяна на гореща секция на газовата турбина - 2 189 хил. лв.

По време инспекция на горещата секция на турбината от сервизен техник на завода-производител, която се осъществи в периода 10-12 април 2017 г., оцени останалия ресурс на силова турбина високо налягане, която е част от гореща секция на 1 800 h. В получения доклад от инспекцията се препоръчва на всеки 600 h да се провежда нова инспекция на въпросния възел, а след три инспекции той да бъде подменен. Стойността на 50% от ремонта, който трябва да бъде проведен в началото на юли 2017 г. съгласно сключения договор с Дженерал Електрик (GE), е 1 265 000 USD.

- Полугодишни инспекции на газова турбина - 2 бр. Предвидената сума от 28 хил. лв. за една инспекция или 56 хил. лв. за период от една година е на база на разходите за инспекция през изминалата година и увеличението на цените на услугите на GE в края на 2016 г.

5. Резервни части и текущи ремонти за когенерацията 400 хил. лв. Когенерацията е основно съоръжение, което се експлоатира непрекъснато вече десет години. Спешно е необходима подмяна на редица елементи по спомагателното оборудване на газовата турбина (ГТ); доставка комплект балансирани болтове за куплиране на вала на газовата турбина към понижаващия редуктор, като само те са на стойност 19 000 USD съгласно оферти от заводите-производители на болтовете и турбината. Болтове за дифузора на ГТ, уплътнения, клапани с автоматично управление за турбината и котел-утилизатора, кабели по ГТ, доставка на тръбни снопове за водно/маслени топлообменници за маслената система на редуктора и генератора и за газ-компресора, тримесечни вноски по сключения договор за поддържа на турбината и много други. По-големият обем от разходите са наложителни преди започване на следващия отоплителен сезон.

- Основен ремонт на газ компресора на когенерацията - 395 хил. лв.

- Доставка и подмяна на спирателен клапан за питателна вода на котел-утилизатора – 8 хил. лв.

- Ремонт на 3 бр. горивни клапани за газовата турбина – 120 хил. лв.

- Подмяна на S-образни тръби на ЕК № 3 – 6 хил. лв. Същите са в лошо състояние и постоянно се пукат. Предвидената сума е само за доставка на нови тръби, а подмяната ще бъде извършена от ремонтен цех.

- Ремонт на изолация на водни линии от ВК до топлофикационни изводи – 70 хил. лв. Състоянието на изолацията в този участък е лошо и с всяка година, с която се отлага ремонтът им разходите по него ще нарастват. На места облицоващите изолацията поцинковани ламарини са корозирали и са се прекъснали.

- Изработка на парохладител на ЕК №2 – 16 хил. лв.

- Подмяна на два броя шибри за питание на ЕК №4 – 24 хил. лв. Монтираните в момента шибри пропускат и това създава проблеми с изолиране на участъци от системите в дружеството и провеждане на планови и аварийни ремонти.

- Основен ремонт на впръска за охлаждане на пара – РОУ – 10 хил. лв.



- Основен ремонт на ТГ 2. Изработка на зъбни колела за ВПУ – 150 хил. лв.  
- Основен ремонт на дросел-клапа (А1-2) за мрежова вода и монтаж на байпас – 14 хил. лв.  
- Основна инспекция/ремонт на генератора на когенерацията – 250 хил. лв.  
Предвидените разходи са на база на оферта от завода-производител, изготвена през 2014 г. В тях не е предвиден запас за частите, които по време на инспекцията, вероятно ще бъдат открити като дефектирани, и ще е необходимо да се подменят.

- Основен ремонт на редуктора на когенерацията – 890 хил. лв.  
През 2014 г. по зъбната двойка на редуктора е открито надирание, което постепенно прогресира. В следствие на това нивото на вибрации на редуктора се повишава и създава проблеми за нормално пускане и натоварване на инсталацията. Необходимо е зъбната двойка да бъде подменена, за да се избегне авария. Ще се инспектират и при нужда подменят и лагерите и уплътненията на редуктора. Изпълнението е от типа вал – зъбно колело, т. е. валовете и зъбните колелета за едно цяло изделие и поради това цената им е висока. От началото на 2017 г. се провеждат преговори с доставчика на оборудването, а от 2015 г. са проведени редица инспекции, оценка на състоянието на зъбната двойка се прави периодично и по общо мнение е необходима подмяна преди следващия отоплителен сезон.

В останалите цехове общата сума от предвидените ремонтни дейности е следната:

**II. Цех „Химичен” - 239 хил. лв.**

**III. Цех „Електро”- 96 хил. лв.**

**IV. Цех „КИП и А” – 602 хил. лв.**

**V. Отдел „ПОИС” – 44 хил. лв.**

**VI. Цех „Топлоснабдяване” 256 хил. лв.**

**VII. „Автомобилен транспорт” – 44 хил. лв.**

**VIII. Общо стационарни – 311,1 хил. лв.**

**Инвестиционна програма за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.**

**I. Цех „Топлосилово” – 400 хил. лв.**

- Предпроектно проучване и изготвяне на проект за изграждане на 100MW парогенератор – 200 хил. лв. Производствените мощности с които разполага дружеството в момента са една когенерация с капацитет за паропроизводство 75 t/h и 10 MW производство на гореща вода и два ПГ № 2 и № 3 с капацитет за паропроизводство по 74 t/h всеки. Парогенератори № 2 и № 3 са с удължена експлоатация по програмата за дерогация до края на 2021 г., след което трябва да бъдат спрени. Ако не се изградят нови мощности през този период дружеството рискува да изпадне в състояние да не може да изпълнява основната си дейност, защото произведената топлинна енергия от когенерацията, която единствено ще остане в работа, е едва една трета от нужната топлинна енергия за града през отоплителния сезон.

- Основен ремонт на ПГ № 4 – 200 хил. лв. Планира се единият от спрених от производство парогенератори, който е в малко по-добро състояние, да бъде ремонтиран и да му се монтират нискоемисионни горелки, за да се постигнат новите норми на емисии и той да бъде въведен отново в експлоатация.

**II. Цех „Химичен” - 37 хил. лв.**

- Проектиране на нов неутрализационен басейн – 22 хил. лв. Съществуващите неутрализационни ями са с недостатъчен капацитет, което създава проблем с неутрализацията на отпадните води.

- Закупуване на помпа за варно мляко – 15 хил. лв.

- Реконструкция на басейн за илам – 20 хил. лв. Изградено е ново депо за събиране на отпадъци на територията на гр. Плевен и е забранено изхвърлянето на течни отпадъци. Полученият илам трябва да се излужва, за да бъде изхвърлен.

**III. Цех „КИП и А” – 52 хил. лв.** Включено е доставка на топломери и водомери и изработка на досиета за изграждане на нови АС.

#### **IV. Цех „Топлоснабдяване” – 636 хил. лв.**

- Реконструкция и рехабилитация на топлофикационни отклонения – 450 хил. лв.
- Реконструкция и изграждане на нови АС – 20 бр. – 66 хил. лв. В сумата не влизат помпи и топломери, тъй като те са предвидени в разходите на цех „КИП и А”.
- Реконструкция и изграждане на нови ТД за нови абонати – 120 хил. лв. Разходите са на база на постъпили и одобрени молби за присъединяване на нови абонати.

#### **V. Цех „Автотранспорт” – 102 хил. лв.**

Общо разходите с инвестиционен характер са включени в инвестиционната програма и са на стойност 1 227 хил. лв. Разходите за ремонти са посочени в ремонтната програма на обща стойност 6 289 хил. лв.

В рамките на следващите 4 години е от жизнено значение за дружеството да се инвестира в производствени мощности. След края на дерогацията ПГ №2 и №3 трябва да се изведат от употреба и производственият капацитет е недостатъчен за отоплителния сезон. Ако до тогава не се проведат необходимите инвестиционни мероприятия дружеството няма да е в състояние да изпълнява основната си дейност.

#### **2. Обосновка за завишения размер на разходите за заплати и възнаграждения**

„Топлофикация-Плевен” ЕАД съгласно ГФО за 2016 г. е изплатила заплати и възнаграждения за персонала си в размер на 2 709 хил. лв. при средносписъчен състав 204 човека. Съответно средномесечната работна заплата в дружеството за 2016 г. е 1 107 лв.

Работните заплати на персонала за последен път са актуализирани през октомври 2012 г. На 01.03.2017 г. по искане на дежурните инженери е проведена среща между председателя на борда на директорите, изпълнителния директор, ръководството на дружеството, представители на синдикалните организации и дежурните инженери, на която среща е поставено освен искане за увеличение на РЗ с 20% и увеличение броя на сменния персонал, поради голямата заболяемост през сезона. Ръководството на дружеството изпитва затруднения за съхраняване на висококвалифицирания си персонал, поради наличието на конкуренция от други фирми. Вече има регистрирани случаи на напуснали специалисти за заемане на същата длъжност, но с по-високо заплащане в други предприятия, като само за 2015 и 2016 г. са 16 бр.

На тази среща е постигната договореност за извършване на актуализация на работната заплата на персонала на дружеството след 01 юли 2017 г. Като условие за нейното осъществяване беше прието включването на това увеличение в разчета за разходите за новия ценови период, което е направено в заявлението.

В разчета за новия ценови период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. „Топлофикация-Плевен” ЕАД е заложило разходи за заплати и възнаграждения 3 093 хил. лв. и персонал 207 човека, като средномесечната работна заплата на един зает в дружеството се предвижда да достигне 1 245 лв.

Увеличението на средномесечната работна заплата е 12%. Дружеството счита, че това е занижено, като се има предвид, че през последните четири години не е извършена никаква актуализация в тази област. Според официални данни на НСИ през този период средната работна заплата за страната се е повишила с 28,3%.

Средствата за работна заплата са една минимална част от себестойността на продукцията и представляват само 5,7% от признатите годишни разходи за лицензионните дейности на дружеството.

#### **3. Обосновка на получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения**

В края на 2015 г. е създадено звено „Събираемост“ към отдел „Продажби“ в дружеството с цел подобряване събираемостта на вземанията от незаплатена топлинна енергия. Звено то включва юрисконсулти, специалисти по контрол на плащанията и специалисти за работа с просрочени задължения.

За отчетния период, получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения са в размер на 134 хил. лв.

#### **4. Предложение за корекция на средната цена закупени емисии**

При изготвянето на ценовия модел на „Топлофикация-Плевен” ЕАД по отношение на показателя „Средна цена на закупени емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>)” по отчетни данни за 2016 г. е използвана цената 4,67 евро/t, която формира сумата, включена в разходите на дружеството за 2016 г. Същата цена некоректно е заложена и при изготвянето на разчета за новия ценови период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., което води до занижени стойности на преките разходи за емисии на парникови газове.

Дружеството предлага при определянето на цените да бъде приета цената по заповед № Е-РД-16-305/04.07.2016 г. на Министъра на финансите за определяне на референтна цена за емисиите на парникови газове за 2017 г. – 7,09 евро/t CO<sub>2</sub> за целите на НПИ или да бъдат приети средномесечните цени по данни от електронния сайт на Европейската енергийна борса.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 2,21% по-ниски от прогнозираните.

За новия ценови период дружеството е заложило с 9,89% по- ниски количества реализирана топлинна енергия с пара и със 7,26% по-ниски количества с гореща вода спрямо отчетените за ценовия период.

Общо прогнозните технологични разходи по преноса за новия ценови период са с 4,85% по-високи от отчетените за ценовия период, като са по-високи със 7,27% за горещата вода и по-ниски с 0,70% за водната пара.

Отчетените специфични разходни норми за електрическа енергия са с 0,58% по-високи от прогнозираните, а съответно за топлинна енергия са с 0,52% по-високи от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 24,26% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), основно от увеличените разходи за ремонт със 70,57%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период ръст на общата стойност на инвестиционните разходи със 193,54%.

#### **Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал**

НВск по отчет за ценовия период е 3,70% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният по-нисък размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е вследствие на завишените променливи разходи от една страна и от друга страна намалените продажби на електрическа енергия при ръст на продажбите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и водна пара.

#### **Образуване на цените**

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 3 917 хил. лв. на 3 317 хил. лв. или с 600 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в производството, съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма при 15 г. срок за амортизация и т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт в производството са коригирани от 5 909 хил. лв. на 4 509 хил. лв. или с 1 400 хил. лв., като коригираната стойност е свързана с подмяната на горещата секция на газовата турбина и приета за инвестиция, която ще се включи в РБА за следващия ценови период, в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 093 хил. лв. на 2 873 хил. лв. или с 220 хил. лв., при отчетена стойност на разхода през 2016 г. в размер на 2 709 хил. лв., поради изоставане на средната работна заплата в дружеството в сравнение със средната работна заплата в отрасъл „Енергетика“ и в съответствие с т. 1. 3 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) са коригирани от 1 280 хил. лв. на 1 185 хил. лв. или с 95 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 116 122 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации;

3. В справка № 3 „НВК” НВ на привлечения капитал е коригирана от 9,36% на 4,55%, в съответствие с глава втора, раздел III, т. 41 от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 600 kNm<sup>3</sup>, на стойност 230 хил. лв., до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия на отчетената стойност през 2016 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

След проведеното на 06.06.2017 г. открито заседание, с писмо с вх. №Е-14-04-8 от 07.06.2017 г. дружеството е представило възраженията си по Доклада, както следва:

Дружеството счита, че направеното намаление на разходите за амортизации в производството с 600 хил. лв. за следващия регулаторен период е драстично и напълно нереално. Основното високоефективно съоръжение на дружеството Втора газова турбина LM2500+G4 и прилежащите ѝ окомплектовки, въз основа на техническите характеристики и указания от производителя имат определен полезен живот на 7 години. Стойността на съоръжението е значителна и с приемането като цяло на полезен живот на активите в производството 15 години, амортизационните квоти за регулаторния период се намаляват двойно. Реално дружеството има опит с Първата си газова турбина, която е била в експлоатация 6 години. Дружеството предлага КЕВР да преразгледа становището си по този показател и приеме амортизационни квоти, които ще му позволят да задели финансов ресурс за инвестиционни мероприятия.

2. Разходите за ремонт в производството са коригирани от 5 909 хил. лв. на 4 509 хил. лв. или с 1 400 хил. лв., като коригираната стойност е свързана с подмяната на горещата секция на газовата турбина и приета за инвестиция, която ще се включи в РБА за следващия ценови период, в съответствие с т. 1.2 от общия подход.

Средния ремонт на газовата турбина се състои от подмяна на горещата секция с обратна такава, както и подмяна на други амортизирани части и възли, износването на които се установява по време на извършване на ремонта. В стойността на ремонта освен частите на горещата секция влизат и положеният труд за демонтаж и монтаж на турбината разглобяване на газ генератора и подмяна на други износени части. Според дружеството стойността на ремонта, който се извършва от завода производител не е разделена на елементи и не води до увеличаване на стойността на актива. Целта е само да се удължи ресурса на турбината до основния ремонт след 24 000 - 25 000 часа.

Дружеството счита, че счетоводно е невъзможно да се раздели средният ремонт като се извадят от стойността му 1 400 хил. лв. Освен това ресурсът на горещата секция е 3 (три) години, а законът не позволява счетоводно толкова бързо да се извърши амортизацията на закупено ремонтирано оборудване (в случая само части за него). Поради разминаване в техническите и счетоводни параметри при такава хипотеза, дружеството счита, че изпълнението ѝ е технически невъзможно.

3. „Топлофикация-Плевен“ ЕАД възразява срещу намалението на разходите за заплати и възнаграждения с 220 хил. лв. В допълнителни обосновки на дружеството по въпроса подробно са изтъкнати причините за необходимостта от промяната им. КЕВР в общия подход по т. 1.3 от Доклада, посочва месечна средна работна заплата в отрасъл „Енергетика“ за 2016 г., съгласно данни на НСИ 1 664 лв., а с предвидената корекция този показател за дружеството става 1 157 лв. Според дружеството по този начин се нарушава принципът на равнопоставеност на енергийните дружества.

Дружеството настоява, предвидената сума за разходи за заплати и възнаграждения 3093 хил. лв. да бъде запазена при окончателното формиране на цените за следващия регулаторен период.

4. В Доклада е обявено за „Топлофикация-Плевен“ ЕАД намаление на НВ на привлечения капитал от 9,36% на 4,55% на основание т. 3 от общия подход. Дружеството възразява срещу приемането на нормата на възвращаемост на привлечения капитал като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал на 4,55% въз основа на данни на БНБ към 31.12.2016 г. Според дружеството изчислението на този процент е извършено некоректно - не са взети под внимание статистическите данни за периода на получаване на кредита и по този начин това изчисление е в противоречие на т. 40 от Указанията за изчисляване на нормата на възвращаемост и в противоречие със законовите и подзаконовите нормативни актове във връзка с ценообразуването.

5. Дружеството възразява срещу намаляването на разхода на природен газ за новия ценови период с 600 kNm<sup>3</sup> прилагайки директно точка 5 от общия подход. Основание за очаквано повишаване на разходната норма за производство на електрическа енергия е изпълнението на предоставените ремонтна и инвестиционна програма на дружеството. През месец юли 2017 г. дружеството планира да извърши подмяна на горещата секция на газовата турбина. Този изключително тежък ремонт е свързан с изключително много по обем демонтажна и монтажна дейност, както и с голям престой на основното съоръжение за производство на електроенергия. Оптимистичният срок за престоя според производителя на газовата турбина фирма General Electric е около месец.

Освен този ремонт след приключването на отоплителния сезон 2017/2018 дружеството планира извършването на главна инспекция на газ-генератора на газовата турбина. След това поради изтичане на ресурса дружеството предвижда и ремонт на генератора на турбината. Всичките тези дейности са свързани с продължителни престои на газовата турбина по време на новия ценови период.

Според дружеството, когато се използва конвенционалната схема за производство включваща енергиен парогенератор и парна турбина ефективността на производството се намалява значително.

Предлаганата за новия ценови период разходна норма за производство на електрическа енергия 202,79 гуг/kWh действително е малко по-голяма от постигната през отчетната 2016 г. норма от 201,29 гуг/kWh, но е по-малка от постигната през 2014 г. норма от 203,55 гуг/kWh. В сравнение с постигната норма през 2015 г. от 210,01 гуг/kWh предлаганата от дружеството норма за новия ценови период е значително по-ниска и е обоснована.

В заключение дружеството счита, че точка 5 от общия подход трябва да се приложи в нейната пълнота тъй-като продължителните престои на газовата турбина и използването за производство на схема „енергиен котел - парна турбина“ в действителност се явява промяна на режима на производство, което е взето под внимание при подготовка на техническите данни за новия ценови период.

6. Разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) са коригирани от 1 280 хил. лв. на

1 185 хил. лв. или с 95 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 116 122 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход. Според дружеството прилагането на общия подход по тази точка не отчита намаляването на безплатните квоти за емисиите предвидени за следващия период. За справка през 2017 г. дружеството предвижда те да бъдат с 9 826 по-малко от 2016 г. Дружеството планира необходимите средства за закупуване на квоти през следващия ценови период да бъдат повече заради по-голямото им количество и заради ръста на цената им през 2017 г.

Дружеството счита, че определените цени са твърде ниски и го поставят в трудна ситуация. Периодът на дерогация на ПГ 2 и 3 изтича в края на 2021 г. и без активна инвестиционна кампания през следващите 2 до 3 години дружеството няма да разполага с необходимите мощности за да изпълнява основната си дейност. Според дружеството при такъв обем инвестиции привлеченият капитал не може да покрие всички разходи, а сумата за самоучастие е непосилна.

Според дружеството през настоящия ценови период увеличението на цената на природния газ в рамките до 5%, което не се отрази на цените на топлинната и електрическата енергията е изразходвало и малкото останали резерви и създадо допълнителни затруднения при разплащане на задълженията на „Топлофикация-Плевен“ ЕАД към „Булгаргаз“ ЕАД. Дружеството счита, че при очертаващата се тенденция на ръст на цената на природния газ и ниските определени цени това ще резултира в увеличаване на задълженията към доставчика на природен газ и ще постави под риск нормалната работа на централата.

С писмо с вх. № Е-14-04-9 от 20.06.2017 г. „Топлофикация-Плевен“ ЕАД е внесло възражение, с което потвърждава гореописаното възражение, постъпило след открито заседание, проведено на 06.06.2017 г.

**След преглед на постъпило възражение от дружеството Комисията счита:**

1. Възражението на дружеството относно направеното намаление на разходите за амортизации в производството с 600 хил. лв. за следващия регулаторен период се приема частично. Корекцията е извършена в съответствие с отчетната стойност на активите в производството, съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма при 14,2 г. срок за амортизация и т. 1.1 от общия подход. С оглед подмяната на старата газова турбина с нова вследствие на авария в срока преди изтичане на 15 г. амортизационен срок, Комисията е отчела този факт в съответния разход за амортизация.

2. Възражението на дружеството относно направеното намаление на разходите за ремонт в производството се приема частично. От коригираната сума за ремонт са възстановени 100 хил. лв. Коригираната стойност е свързана с разходите по подмяна на горещата секция на газовата турбина и приета за инвестиция, която ще се включи в РБА за следващия ценови период, в съответствие с т. 1.2 от общия подход.

3. Възражението на дружеството относно направеното намаление на разходите за заплати и възнаграждения в преноса на топлинна енергия с 220 хил. лв. се приема частично, като е възстановена сума от 107 хил. лв., като годишното увеличение на разхода от 6% е увеличен на 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход.

4. Възражението на дружеството относно направеното намаление на нормата на възвращаемост на привлечения капитал от 9,36% на 4,55% не се приема на основание т. 3 от общия подход. Комисията разполага с регулаторно правомощие да определя максимални стойности на отделни разходи въз основа на публикувани в официални източници данни.

5. Възражението на дружеството относно направеното намаление на разхода на природен газ за новия ценови период с 600  $\text{km}^3$  не се приема. При отчетена обща ефективност ( $\eta_{\text{общо}}$ ) за 2016 г. 81% предложената ефективност за новия ценови период е 80%. Направената корекция е до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия на отчетената стойност през 2016 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

6. Възражението на дружеството относно направеното намаление на разходите за емисии парникови газове ( $\text{CO}_2$ ) от 1 280 хил. лв. на 1 185 хил. лв. или с 95 хил. лв. не се приема.

С цел недопускане в прогнозните разходи значителни суми за закупуване на квоти, при прогнозни цени на същите, Комисията счита за коректен подход реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 116 122 t да се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Плевен” ЕАД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 166,36 лв./MWh, в т. ч.:
  - индивидуални разходи за единица енергия – 128,36 лв./MWh
  - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 66,48 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 55,99 лв./MWh
- 1.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 62 850 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 60 210 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 740 хил. лв. и променливи – 45 470 хил. лв.;
    - Регулаторна база на активите – 42 706 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 6,18%
  - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 284 000 MWh
    - Към НЕК ЕАД - 227 800 MWh
    - Към ЕРД - 56 200 MWh
  - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 201 700 MWh
  - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 39 220 MWh

#### **4. „Топлофикация Бургас” ЕАД**

С писмо вх. № Е-14-13-7 от 03.04.2017 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител следната информация:

1. Обосновка на техническите и икономическите данни и прогнозна информация за ценови период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., изготвена по справки от № 1 до № 9;
  2. Отчетна информация за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г., разработена във форма и съдържание съгласно справки от № 1 до № 9;
  3. Отчетна информация с попълнени данни в Приложение № 2, Приложение № 3 и Приложение № 4;
  4. Отчетна информация за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 – 30.06.2017 г. за електрическата енергия;
  5. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. за електрическата енергия;
  6. Данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методика за определяне на допустимите разходи на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията;
  7. Копие на договори за кредити с „Първа инвестиционна банка“ АД и „Инвестбанк“ АД с анекси към тях; облигационен заем по чл. 206, ал. 6 и ал. 7 от Търговския закон – приложение към справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала”;
  8. Копие на оферти за доставка на биогорива от „Боксер“ ЕООД и „Астра Биоплант“ ЕООД;
  9. Доказателства за оповестяване на предложените цени на енергия в средствата за масова информация, включващи: извадка от публикациите на оповестяването на web-страниците на „Топлофикация Бургас” ЕАД, копие на публикацията на 01.03.2017 г. във в-к „Черноморски фар” и копие на фактура № 6348/28.02.2017 г.;
  10. Одитиран счетоводен баланс, отчет за всеобхватния доход, отчет за паричните потоци и отчет за промените в собствения капитал към 31.12.2016 г.
  11. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.
- Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени, без ДДС:

1. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – **53,74** лв./MWh;
2. Цена за комбинирана електрическа енергия – **143,06** лв./MWh без ДДС, включваща индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – **105,06** лв./MWh без ДДС и добавка по чл. 33, ал. 3 – **38,00** лв./MWh без ДДС.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при следните цени на горивата:

- цена на природен газ - 299,94 лв./ $\text{km}^3$ ;
- дървесен чипс – 80,00 лв./t с калоричност 2 508 kcal/kg;
- слънчогледови пелети – 126 лв./t с калоричност 4 027 kcal/kg.

**Обосновка на техническите и икономическите данни във връзка с предложението за утвърждаване на цени на енергия за регулаторен период 01.07.2016 - 30.06.2017 г.**

### **I. СПРАВКА № 1 - РАЗХОДИ**

При изготвяне на прогнозата по справка № 1 в разходите не са включени финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата и разходи за бъдещи периоди, които са част от Отчета за приходите и разходите. В състава на УПР не са включени разходи за загуби от обезценки, брак, отписани вземания и лихви за забава, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение на сключени договори и лихви за забава.

Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2017-30.06.2018 г. са определени като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2016-30.06.2017 г. и отчетните за периода 01.01.2016-31.12.2016 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през прогнозния период 01.07.2017-30.06.2018 г.

#### **1.1. Обосновка на разходите за амортизации**

Дълготрайните активи (ДА) се амортизират, съгласно прилаганата в дружеството счетоводна политика и счетоводния амортизационен план. Разходите за амортизации на ДА са изчислени съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейния метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизации за новия регулаторен период са включени тези на введените в експлоатация ДА до началото на месец март 2017 г., начислен върху ДА само за електрическа енергия и представлява 794 хил. лв., а за топлинна енергия е разпределен на териториален принцип по направления „Производство” – 292 хил. лв. и „Пренос” – 45 хил. лв. Амортизацията, начислявана върху ДА общи за двата продукта, представляват 99 хил. лв.

#### **1.2. Обосновка на разходите за ремонт**

Разходите за ремонт, посочени в условно-постоянните разходи, са в размер на 2 093 хил. лв., в т. ч. 1 845 хил. лв. в направление „Производство” и 248 хил. лв. в направление „Пренос”. От начислените към направление „Производство” разходи за ремонт – 1 778 хил. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 20 хил. лв. за топлинна енергия, а 47 хил. лв. общо за двата продукта.

Разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, включват обслужвания, ремонт и поддръжка на газо-буталните двигатели, съгласно изискванията на производителя в периодите между всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 мото-часа работа, а разходите за 40 000 и мото-часа работа (основен ремонт), които включват всички видове останали ремонти са отнесени към инвестиции.

#### **1.3. Обосновка на разходите за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях**

Прогнозният разход за заплати и възнаграждения е съобразен с числеността на персонала, обслужващ двете лицензионни дейности, и възнагражденията, определени на база подписаните трудови договори. Числеността на персонала в дружеството е оптимизирана до 156 души работници и служители. Планираните средства за работна заплата общо за дружеството за периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. са 2 195 хил. лв., от



които 1 493 хил. лв. за работниците и служителите от дейността „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и 702 хил. лв. за работниците и служителите от дейността „Пренос на топлинната енергия“.

Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях през новия ценови период спрямо същите за 2016 г., се дължи на това, че през 2016 г. е по-малък размерът на разходите за заплати с неотработени 1 854 работни дни в резултат на обезщетения по болест и бащинство, както и с 33 работни дни неплатен отпуск по чл. 160, ал. 2 от КТ. Отделно в рамките на 2016 г. отражение дава и движението на персонала - назначени и напуснали работници и служители. За периода 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. е било предвидено завишение на средствата за работна заплата, което се е извършило от м. април 2016 г. и е довело, както до увеличение на същите, така и до увеличаване на размера на разходите за осигурителни вноски.

Средствата за работна заплата и осигурителни вноски на персонала са посочени без да се предвиждат неотработени дни и неплатени отпуски.

Съгласно чл. 95 от раздел IX на действащия в дружеството КТД работодателят се задължава да осигури средства за социални разходи в размер не по-малко от 10% от начислените средства за работна заплата. Средствата за социални разходи за 2016 г. са 5,34% от начислените средства за работна заплата, а за периода 01.07.2017 – 30.06.2018 г. са предвидени 6,83%.

#### **1.4. Обосновка на разходите пряко свързани с дейността по лицензията**

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, за новия ценови период са определяни на база същите разходи през отчетната 2016 г. Общият им размер по отчет за 2016 г. е 757 хил. лв., а този за новия ценови период е 868 хил. лв. или увеличението е със 111 хил. лв. Заложеният по-голям размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, през периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. спрямо този за 2016 г. се наблюдава при следните позиции:

- Горива за автотранспорт – завишената сума е съобразена с факта, че от месец февруари 2017 г. е в движение ново закупен микробус, във връзка с извозването на работниците от сменния персонал със собствен транспорт;

- Разходите за данъци и такси са завишени с такса смет и данък недвижими имоти, начислени върху стойността на сградата на водогреен котел с гориво биомаса, деклариран пред Община Бургас в началото на 2017 г.;

- През 2017 г. дружеството продължава да води съдебни дела с „Национална електрическа компания“ ЕАД, Агенция „Митници“ и „Национална агенция за приходите“. Материалният интерес по заведените делът е голям, което обуславя и очаквания по-голям размер на съдебните разходи за периода;

- Безплатна предпазна храна – Ръководството на дружеството има намерение за увеличение и на средствата за безплатна предпазна храна;

- Разходите за такса събрано инкасо са прогнозирани в размер на 120 хил. лв., като размерът им се формира от възнагражденията на изпълнителите по сключените договори за събиране на вземания като: ТП „Български пощи“, „Ипей“ АД, „Изипей“ АД, „Транскарт“ ЕАД и „Ер Ен Трейдинг“ ЕООД, както и комисионните, събирани от банките върху постъпленията от клиенти по микро-сметката и чрез ПОС-терминалните устройства. Предвидената по-голяма сума е свързана с очакванията за увеличаване на събираемостта;

- Поради ниските цени, утвърдени от КЕВР за отчетната 2016 г. и вследствие от това занижен входящ паричен поток в дружеството, част от планираните разходи не бяха извършени. Увеличените в прогнозата „разходи за работно облекло“ предпазни средства по охрана на труда гарантират нормалното функциониране на дружеството.

#### **1.5. Обосновка на приходи от присъединяване и от топлоносител**

През новият ценови период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. не се планират приходи от присъединяване и от топлоносител, тъй като до момента няма заявени желаниа за

присъединяване на нови клиенти, както и за ползване на топлоносител.

През 2016 г. също няма реализирани приходи от описаните по-горе дейности. Посочените приходи от услуги в размер на 1 хил. лв. са от промяна на партиди и съгласуване и заверка на скици.

#### **1.6. Обосновка на променливите разходи**

##### **1.6.1. Обосновка на разходите за горива**

Разходите за горива в енергийната и водогрейна части, посочени в променливите разходи, са определени при цена на природния газ 299.94 лв./кпм<sup>3</sup> в съответствие с показателите по справки № 4 „ТИП-Производство“ по приложения модел.

Специфичният разход на условно гориво за електрическа енергия от комбинирано производство за регулаторния период 07.2017-06.2018 г. е приет в размер на 147.36 g/kWh<sub>e</sub> при отчетна стойност на показателя 147.76 g/kWh<sub>e</sub> за 2016 г., т.е. с 0.27% по-ниско.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от комбинирано производство за регулаторния период 07.2017-06.2018 г. е приет в размер на 151.54 kg/MWh<sub>th</sub> при отчетна стойност на показателя 145.15 kg/MWh<sub>th</sub> за 2016 г., т.е. с 4.4% по-високо.

Тези показатели осигуряват цялото количество произведена електрическа енергия като комбинирано, с обща ефективност 81.0% и икономия на гориво в размер на 19.5%, определени на база произведени количества топлинна и електрическа енергия.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от разделно производство за регулаторния период 07.2017-06.2018 г. е приет в размер на 144.96 kg/MWh<sub>th</sub> при отчетна стойност на показателя 141.78 kg/MWh<sub>th</sub> за 2016 г., т.е. с 2.24% по-високо. Това е свързано с по-голямо планирано количество произведена топлинна енергия от въведения в експлоатация през 2016 г. водогреен котел с гориво биомаса, който е с по-нисък коефициент на полезно действие.

##### **1.6.2. Обосновка на разходите за вода**

Разходите за вода се формират от три компонента – разходи за вода за подпитка, разходи за вода за технологични нужди и разходи за вода за битови нужди.

###### **1.6.2.1. Обосновка на разходите за вода за подпитка**

Разходът за вода за подпитка в натурално изражение за регулаторния период 01.07.2017-30.06.2018 г. е приет в размер на 7,43 m<sup>3</sup>/h, при разход за 2016 г. 8,33 m<sup>3</sup>/h. За подпитка на топлопреносната мрежа се използва химически обработена сондажна вода, за която на ВиК Бургас се заплаща само цена за канал в размер на 0.21 лв./m<sup>3</sup>.

###### **1.6.2.2. Обосновка на разходите за вода за технологични нужди**

За технологични нужди се използва питейна вода и вода от сондажните кладенци в съотношение, съответно 70% към 30%, което формира средна цена на водата за технологични нужди 1.85 лв./m<sup>3</sup>, при цена на питейната вода от ВиК Бургас 2,06 лв./m<sup>3</sup> към момента. Цената на сондажната вода, използвана за технологични нужди се формира от цените на ВиК Бургас за канал – 0.21 лв./m<sup>3</sup> и пречистване 0.71 лв./m<sup>3</sup>, т.е. обща цена 0.92 лв./m<sup>3</sup>. Приетата база за определяне на плановите количества вода за технологични нужди в дружеството е количеството произведена топлинна енергия. Приетата стойност на разхода на вода за технологични нужди на произведен 1 MWh<sub>th</sub> за новия регулаторен период е в съответствие с постигнатите стойности за последните две години и е в размер на 0.087 m<sup>3</sup>/MWh<sub>th</sub>.

###### **1.6.2.3. Обосновка на разходите за вода битови нужди**

За битови нужди се използва питейна вода от ВиК Бургас при цена 2,06 лв./m<sup>3</sup> към момента. Приетата база за определяне на плановите количества вода за битови нужди в дружеството е календарен ден. Приетата стойност за новия регулаторен период е приблизително в размера на средната от отчетните стойности за последните три години, т.е. 10.52 m<sup>3</sup>/ден. Разходите за вода за подпитка, технологични и битови нужди, включително такса за правото за водоползване на сондажна вода в размер 6 хил. лв., е определен общият разход за вода за регулаторния период 01.07.2017-30.06.2018 г. в

размер на 59 424 лв.

#### 1.6.3. Обосновка на разходите за закупена електроенергия

Разходите за електроенергия се формират от количеството електрическа енергия, предназначено за АС. Тези разходи включват разходи за консумирана активна еднотарифна електрическа енергия и разходи за достъп до електроразпределителната мрежа на „Гранд Енерджи Дистрибушън“ ЕООД.

Приетата база за определяне на разхода на закупената активна електрическа енергия за АС в натурално изражение е количеството на реализираната топлинна енергия. Приетата стойност за новия регулаторен период е в размер на 8,09 kWh/MWh<sub>th</sub>, е в съответствие с увеличеното количество реализирана топлинна енергия с 5,07%.

Разходът за достъп до електроразпределителната мрежа на „Гранд Енерджи Дистрибушън“ ЕООД е определен при цена 0.01651 лв./(kW.ден). „Топлофикация Бургас“ ЕАД има присъединени 926 абонатни станции към електроразпределителната мрежа на „Гранд Енерджи Дистрибушън“ ЕООД с обща присъединена мощност 10 650 kW.

1.6.4. Обосновка на разходите за консумативи - включват разходи за солена разтвор, Хидро-Х, разход на масло (изгаряно от двигателите и разход на масло за подмяна), за запалителни свещи и др. химикали и консумативи.

1.6.4.1. Разходите за солена разтвор са планирани в размер на 28 хил. лв.

1.6.4.2. Разходите за „Хидро-Х“ са в размер на 51 хил. лв.

1.6.4.3. Обосновка на разходите за масло

Общият разход за масло през регулаторния период 01.07.2017г. - 30.06.2018 г. възлиза на 296 хил. лв. и е формиран на база:

□ разход на масло в размер на 1.31 kg/мото-час, при нормативен разход на двигателите, предоставен от производителя - 1.5 kg/мото-час, т.е. с 13% по-ниско от нормативния и при общ годишен пробег за всички двигатели 49 060 мото-часа.

□ задължителна подмяна на отработеното масло на всеки 2000 мото-часа в съответствие с изискванията на производителя за превантивна поддръжка, т.е. 24 бр. подмени с обем 1800 л. За новия регулаторен период 01.07.2017-30.06.2018 г. е прието количество на маслото за подмяна в размер на 7 200 l.

1.6.4.4. Разходите за запалителни свещи са планирани в размер на 27 хил. лв.

#### 1.6.5. Обосновка на разходите за външни услуги

В разходите за външни услуги са включени разходите за небаланс от участие в специална балансираща група, разходите за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса и разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система“.

Разходите за небаланс от участие в специална балансираща група на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство са прогнозирани в размер на 643 хил. лв. Същите са определени на база на прогнозируем небаланс в размер на 4% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия – 149.66 лв./MWh, изчислена като среднопретеглена от издадените фактури за небаланс за периода от 01.07.2016 г. до 28.02.2017 г.

Предвидените разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса за периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. са на обща стойност 85 хил. лв. Определени са в размер на 4% от изразходените количества биомаса и таксата за депониране на отпадъци (150 лв./t), отчисления по чл. 60 и чл. 64 от Закона за управление на отпадъците (общо 48,60 лв./t), плюс таксата за превоз на отпадъците на разстояние общо 35 km в двете посоки по 3,34 лв./km.

Разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система“ са прогнозирани в размер на 768 хил. лв. Същите са определени на база 5% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия – 143,06 лв./MWh, изчислена по приложения модел – справки от № 1 до № 9 за периода от 01.07.2017 г. до

30.06.2018 г.

#### **1.6.6. Обосновка на разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>)**

За периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. предстоящите на закупуване емисии въглероден диоксид за производството на електрическа и топлинна енергия са определени като от верифицираните количества са приспаднати предвидените безплатни квоти за двата продукта - топлоенергия и електроенергия, съответно по чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87ЕО, (изменена с Директива 2009/29ЕО).

Общото количество на дефицита от емисии CO<sub>2</sub> за производството на двата продукта за новия ценови период възлиза на 67 015 t CO<sub>2</sub>. Цената на предстоящите на закупуване емисии е определена в размер на левовата равностойност на 5,74 EUR/t CO<sub>2</sub>, а разходите за закупуването им възлизат на 752 341 лв. Цената на квотите е с източник European Energy Exchange AG - водеща борса на енергия и свързаните с нея продукти в Централна Европа, намираща се в Германия.

### **II. СПРАВКИ № 2 - РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ**

Справка № 2 е изготвена като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2016 г. В стойността на ДА не са включени тези, несвързани с лицензионната дейност и отдадените под наем, както и разходите за придобиване и ликвидация на ДА, а само стойността на ДА в експлоатация към 31.12.2016 г.

Регулаторната база на активите е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за разделно и комбинирано производство, така и по продукти.

2.1. Обосновка на признатата стойност на ДА и тяхното разделяне между двата продукта

Общата призната стойност на ДА за ценообразуването е разделена на призната стойност за производство на топлинна и електрическа енергия, и призната стойност за пренос на топлинна енергия. Признатата стойност на ДА за производство на топлинна и електрическа енергия от своя страна се разделя между двата произвеждани продукта по следния начин: ДА, които могат да бъдат пряко отнесени към всеки един от произвежданите продукти, се разпределят към него, а тези които не могат да бъдат пряко отнесени към производството на топлинната или към производството на електрическата енергия, се разделят пропорционално на база стойностите на дълготрайните активи, пряко обслужващи производството на двата продукта.

2.2. Обосновка на стойността на оборотния капитал и разпределянето му между двата продукта

Стойността на оборотния капитал за всяка от дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия” и „Пренос на топлинна енергия” е определена като 1/8 от годишните оперативни парични разходи, като не се включват разходите за амортизации в съответствие с т. 32.5 от Указания-НВ. Получената стойност на оборотния капитал за „Производство на топлинна и електрическа енергия” в размер на 2 628 хил. лв. е разпределена пропорционално на база нетните (балансовите) стойности на дълготрайните активи, обслужващи производството на двата продукта, посочени в Справки № 2 „РБА”.

### **III. СПРАВКА № 3 - НОРМА НА ВЪЗВРАЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА**

Стойността на собствения капитал в справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2016 г., като не включва текущият финансов резултат.

Нормата на възвращаемост на собствения капитал е в размер на 4%, утвърдена от КЕВР за предходния ценови период.

Привлеченият капитал и среднопретеглената му норма на възвръщаемост са определени в съответствие със задълженията по кредити и техните лихвени ставки.

### **IV. СПРАВКА № 4 – ТИП-ПРОИЗВОДСТВО**

В тази част на обосновката е аргументирано общото количество топлинна енергия за производство и неговото разпределение по производствени съоръжения (ИКПТЕЕ и водогрейна част), а също така количеството електрическа енергия

произведена от ИКПТЕЕ.

#### **4.1. Обосновка общото количество произведена топлинна енергия**

Общото количество топлинна енергия за производство е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на 194 745 MWh<sub>th</sub> и топлинната енергия за собствени нужди в размер на 3 348 MWh<sub>th</sub>.

##### **4.1.1. Обосновка на количеството топлинна енергия за собствени нужди**

Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база статистическите данни от 2013 г. с отчитане на текущото състояние на съоръженията и външните метеорологични условия.

Отклонението на прогнозното количество на топлинна енергия за собствени нужди за новия регулаторен период 01.07.2017-30.06.2018 г. спрямо същите количества за всички периоди варира от +4.19% до -17.32%. Този факт е достатъчна обосновка за достоверността на приетото прогнозно количество на топлинна енергия за собствени нужди в размер на 3 348 MWh<sub>th</sub> и усилията на дружеството за подобряване на този параметър.

4.1.2. Общото количество произведена топлинна енергия в размер на 198 093 MWh е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на 194 745 MWh и количеството топлинна енергия за собствени нужди по т. 4.1.1. в размер на 3 348 MWh.

4.2. Обосновка на количествата електрическа и топлинна енергия, произведени от инсталацията за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ИКПТЕЕ)

##### **4.2.1. Обосновка на произведеното количество електрическа енергия от ИКПТЕЕ**

Количеството електрическа енергия, произведено от ИКПТЕЕ, е определено в зависимост от общото количество наработени мото-часове и средния електрически товар на един двигател. Общият брой работни часове за регулаторния период 07.2017-06.2018 г. на цялата инсталация възлиза на 49 060 мото-часа. Същите са съобразени с броя и продължителността на обслужванията, предписани от завода-производител.

Отклонението на средната електрическа мощност за новия регулаторен период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. спрямо същия показател за всички периоди варира от 5.02% до 15.66%. Приетата прогнозна средна електрическа мощност е в размер на 2.313 MW<sub>e</sub> на мото-час.

Използвайки тази стойност на средната електрическа мощност и посочените 49 060 мото-часа на работа на ИКПТЕЕ през регулаторния период 07.2017- 06.2018г. е получена стойност на произведената електрическа енергия в размер на 113 459 MWh<sub>e</sub>.

4.2.2. Продаденото количество електрическа енергия е разлика между количеството произведена електрическа енергия от ИКПТЕЕ и количествата електрическа енергия за собствени нужди и електрическа енергия, загубена при трансформацията на 110 kV в съоръженията на НЕК ЕАД. Продаденото количество електрическа енергия за регулаторния период 07.2017-06.2018 г. възлиза на 107 383 MWh<sub>e</sub>.

##### **4.2.3. Произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ**

Количеството топлинна енергия, произведена от водогрейната част е разликата от общото количество произведена топлинна енергия по т. 4.1.2. в размер на 198 093 MWh и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ по т. 4.2.2. в размер на 120 392 MWh. Това количество възлиза на 77 701 MWh.

## **V. СПРАВКА № 5 – ТИП-ПРЕНОС**

През новия ценови период количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 142 817 MWh, които включват топлинна енергия за отопление – 61 092 MWh и топлинна енергия за битово-горещо водоснабдяване – 81 725 MWh.

#### **5.1. Топлинна енергия за разпределение за отопление**

Топлинната енергия за отопление за ценовия период 01.07.2017- 30.06.2018 г. е определена въз основа на анализа показателя по отчетни данни за 2016 г. и очакваното реализирано количество топлинна енергия към края на отоплителен сезон 2016/2017.

За новия регулаторен период очакваното количество топлинната енергия за отопление се планира в размер 61 092 MWh, при средна външна температура за отоплителните месеци 5,74 °C и обща сума на ден-градусите за годината 2 148.

#### 5.2. Топлинна енергия за разпределение за битово-горещо водоснабдяване

Топлинната енергия за отопление не е свързана с консумираната топлинна енергия за БГВ и по тази причина за регулаторния период 01.07.2017-30.06.2018 г. количеството ѝ е с увеличение от 6.54% от отчетеното за 2016 г. и съставлява 81 725 MWh.

#### 5.3. Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях е определено на база статистическите данни от 2013 г. насам с отчитане на текущото състояние на топлопреносната мрежа и външните метеорологични условия. Приетата стойност на този показател за новия регулаторен период в размер на 43 849 MWh е с 1,89% по-ниска от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2013 - 2016 г.

#### 5.4. Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС е определено на база статистическите данни по години от 2013 г. и Методиката за изчисление на технологичните загуби в абонатните станции – разработка на ТУ – София. Приетата стойност на показателя е 4 378 MWh.

#### 5.5. Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа за периода 01.07.2017- 30.06.2018 г. в размер на 3 701 MWh е определено при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 7,43 m<sup>3</sup>/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 74,28 и 46.46 °C.

#### 5.6. Общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи за периода 01.07.2017-30.06.2018 г. е сума от прогнозните количества топлинна енергия за технологичните разходи по т. 5.3., т. 5.4. и т. 5.5. Това количество е в размер на 51 928 MWh.

#### 5.7. Обосновка на отпусната топлина към преноса с гореща вода

Като резултат от изложеното в т. 5.1. и т. 5.2. и т. 5.3. до т. 5.5., обобщени в т. 5.6., отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода за прогнозния ценови период е в размер на 194 745 MWh.

При определяне на преференциалната цена на електрическата енергия от комбинираното производство за регулаторния период 01.07.2017-30.06.2018 г. е приета добавка към индивидуалната цена в размер на 38 лв./MWh.

С писмо с изх. № Е-14-13-7 от 25.04.2017 г. Комисията е изисквала от дружеството да представи следната допълнителна информация и документи:

1. Обосновка на необходимостта от завишаване на разходите за ремонт в производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия, като се посочат ремонтните разходи и разходите, които имат инвестиционен характер;
  2. Обосновка за завишения размер на разходите за заплати и възнаграждения;
  3. Обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.
- С писмо вх. № Е-14-13-7 от 09.05.2017 г. дружеството е представило исканата информация и документи.

Обосновките на дружеството са следните:

#### 1. Обосновка на разходите за ремонт за новия ценови период (01.07.2017 г. - 30.06.2018 г.) по позиции и стойност.

Планираните разходи за ремонт за новия ценови период от 01.07.2017 г.

възлизат на обща стойност 2 093 хил. лв., в т. ч. разходи за ремонт за производство на електрическа енергия 1 778 хил. лв., за производство на топлинна енергия 22 хил. лв. и за пренос на топлинна енергия – 293 хил. лв. Тези разходи по месеци, позиции и стойности са представени.

Разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, включват обслужвания, ремонт и поддръжка на газобуталните двигатели, съгласно изискванията на производителя в периодите между всеки 625 и 40 000 мото-часа работа. Тези разходи по стойности и изпълнители са показани в отделно Приложение, а данните за броя на видовете ремонти по двигатели са приведени в следващата таблица.

| Вид обслужване  | Брой обслужвания 01.07-31.12.2017 г. |          |          |          |          |          | Брой обслужвания 01.01-30.06.2018 г. |          |          |          |          |          |
|-----------------|--------------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|--------------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
|                 | Г-1                                  | Г-2      | Г-3      | Г-4      | Г-5      | Г-6      | Г-1                                  | Г-2      | Г-3      | Г-4      | Г-5      | Г-6      |
| <b>625 h</b>    | <b>6</b>                             | <b>7</b> | <b>6</b> | <b>6</b> | <b>6</b> | <b>6</b> | <b>6</b>                             | <b>7</b> | <b>6</b> | <b>6</b> | <b>7</b> | <b>6</b> |
| <b>1 250 h</b>  | <b>3</b>                             | <b>3</b> | <b>3</b> | <b>3</b> | <b>3</b> | <b>3</b> | <b>4</b>                             | <b>3</b> | <b>4</b> | <b>3</b> | <b>4</b> | <b>3</b> |
| <b>5 000 h</b>  | <b>1</b>                             | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>0</b>                             | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>1</b> |
| <b>10 000 h</b> | <b>1</b>                             | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b>                             | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>1</b> |
| <b>20 000 h</b> | <b>0</b>                             | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>1</b>                             | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b> |

## **2. Инвестиционни разходи за ценови период 01.07.2017-30.06.2018 г.**

Общите инвестиционните разходи за ценовия период 01.07.2017-30.06.2018 г. са представени по месеци, позиции и стойности и съставляват 1 872 хил. лв., от които за производство на електрическа енергия 1 610 хил. лв., за производство на топлинна енергия 90 хил. лв., за пренос на топлинна енергия общо 167 хил. лв., за инвестиране в мрежови, свързни и софтуерни продукти са предвидени 5 хил. лв.

**3. Обосновката за завишеният размер на разходите за заплати и възнаграждения е дадена по-горе.**

**4. Получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения през 2016 г. са в размер на 26 365,77 лв., а за периода от 01.07.2016 г. до 31.03.2017 г. възлизат на 19 403,74 лв.**

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия са завишени с 5,11% спрямо отчетните за ценовия период.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са занижени с 0,93% спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са намалени с 3,18% спрямо отчетните за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 36,71% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 335,14%, последвани от разходите за амортизации с 2,41%, разходите за заплати и възнаграждения с 3,78% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 10,29%. Дружеството прогнозира през новият регулаторен период увеличение на разходите за инвестиции със 73,33%.

## **Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал**

НВск по отчет за ценовия период е 6,16% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е завишен, вследствие на намалените условно-постоянни и променливи разходи от една страна и от друга страна ръст на продажбите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода при намалени продажби на електрическа енергия.

## **Образуване на цените**

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 2 093 хил. лв. на 893 хил. лв. или с 1 200

хил. лв., като коригираната стойност е свързана с предстоящите за извършване ремонтни дейности на газобуталните двигатели от 1 до 6, съгласно изискванията на производителя в периодите между всеки 20 000 мото часа работа и приети за инвестиция, която ще се включи в РБА за следващия ценови период, в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за съдебни разходи са коригирани от 130 хил. лв. на 98 хил. лв., или с 32 хил. лв. до отчетената стойност на разхода през 2016 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за такса събрано инкасо са коригирани от 120 хил. лв. на 92 хил. лв. или с 28 хил. лв. до отчетената стойност на разхода през 2016 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за външни услуги са коригирани от 1 496 хил. лв. на 992 хил. лв. или с 504 хил. лв., до размера на отчетената стойност през 2016 г., като е изключена сумата за „Фонд сигурност на електроенергийната система“ - 5%, в съответствие с т. 1 от общия подход и чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ;

- разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) са коригирани от 752 хил. лв. на 290 хил. лв. или с 462 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 28 382 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „НБК“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 8,05% на 4,55%, в съответствие с глава втора, раздел III, т. 41 от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 400 knm<sup>3</sup>, на стойност 153 хил. лв., до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия на отчетената стойност през 2016 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

След проведеното на 06.06.2017 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-13-11 от 06.06.2017 г. дружеството е представило възраженията си по Доклада, както следва:

В справка № 1 „Разходи“:

**Дружеството възразява срещу възприетия общ подход в т. 1.2.**

*Разходите за ремонт са коригирани от 2 093 хил. лв. на 893 хил. лв. или с 1 200 хил. лв., като коригираната стойност е свързана с предстоящите за извършване ремонтни дейности на газобуталните двигатели от 1 до 6, съгласно изискванията на производителя в периодите между всеки 20 000 мото часа работа и приети за инвестиция, която ще се включи в РБА за следващия ценови период.*

Дружеството посочва, че разходите за ремонт, посочени в условно-постоянните разходи, са в размер на 2 093 хил. лв., в т. ч. 1 845 хил. лв. в направление „производство“ и 248 хил. лв. в направление „пренос“. От начислените към направление „производство“ разходи за ремонт - 1 778 хил. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 20 хил. лв. за топлинна енергия, а 47 хил. лв. общо за двата продукта. Разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, включват обслужвания, ремонт и поддръжка на газобуталните двигатели, съгласно изискванията на производителя в периодите между всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 мото-часа работа. Посочените разходи са в повече, тъй като ще бъдат извършени ремонти на газобутални двигатели от 1 до 6. На 26.05.2017 г. е публикувано в Агенцията по обществени поръчки Решение за откриване на процедура № 788778 и Обявление за поръчка № 788808 по ЗОП за доставка на части за ремонт на газобутални двигатели 4, 5 и 6 с прогнозна стойност 970 хил. лв. С избраните за изпълнители ще бъде сключено рамково споразумение, предложено от „Топлофикация-Бургас“ ЕАД за изпълнение на предмета на настоящата поръчка. След извършване на ремонтите на 3 бр. газобутални двигателя ще бъде публикувана нова обществена поръчка за доставка на части за другите три газобутални двигателя.



**Дружеството възражава срещу възприетия общ подход в т. 1.6.**

*Съдебните разходи са коригирани от 130 хил. лв. на 98 хил. лв., или с 32 хил. лв. до отчетената стойност на разхода през 2016 г.*

Дружеството изразява мнение, че посочените разходи са в повече тъй като през 2017 г. продължава да води съдебни дела с “Национална електрическа компания” ЕАД, Агенция „Митници” и „Национална агенция за приходите”. Материалният интерес по заведените дела е голям, което обуславя и очаквания по-голям размер на съдебните разходи за периода;

**Дружеството възражава срещу възприетия общ подход в т. 1.**

*Разходите за такса събрано инкасо са коригирани от 120 хил. лв. на 92 хил. лв. или с 28 хил. лв. до отчетената стойност на разхода през 2016 г.*

Дружеството посочва, че размерът на тези разходи се формира от възнагражденията на изпълнителите по сключените договори за събиране на вземания като: ТП „Български пощи“, „Ипей“ АД, „Изипей“ АД, „Транскарт“ ЕАД и „Ер Ен Трейдинг“ ЕООД, както и комисионните, събирани от банките върху постъпленията от клиенти по микро-сметката и чрез ПОС-терминалните устройства. Предвидената по-голяма сума е свързана с по-високата цена на топлоенергията през наблюдавания период, както и с очакванията за увеличаване на събираемостта.

**Дружеството възражава срещу възприетия общ подход в т. 13.**

*Разходите за емисии парникови газове са коригирани от 752 хил. лв. на 290 хил. лв. или с 462 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 28 382 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t.*

Дружеството посочва, че за периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. предстоящите за закупуване емисии въглероден диоксид за производството на електрическа и топлинна енергия са определени като от верифицираните количества са приспаднати предвидените безплатни квоти за двата продукта, топлоенергия и електроенергия съответно по чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87ЕО, (изменена с Директива 2009/29ЕО). Данните са представени в следната таблица:

| Продукт                                           | Квоти – 2016 г. |           |         | Квоти – 2017 г.                                   |           |         |
|---------------------------------------------------|-----------------|-----------|---------|---------------------------------------------------|-----------|---------|
|                                                   | Верифицирани    | Безплатни | Дефицит | Верифицирани                                      | Безплатни | Дефицит |
| Ел. енергия                                       | 33 004          | 9 484     | 23 520  | 36 490                                            | 7 113     | 29 377  |
| Топлоенергия                                      | 32 529          | 27 644    | 4 885   | 32 617                                            | 23 361    | 9 256   |
| Общо                                              | 65533           | 37 128    | 28 405  | 69 107                                            | 30 474    | 38 633  |
| С отчитане на налични квоти от предходната година |                 |           | 28 382  | С отчитане на налични квоти от предходната година |           | 38 633  |

В своето становище дружеството излага още, че с цел стимулиране и търсене на решения за намаляване на емисиите на парникови газове в обхвата на ЕСТЕ, количеството на квотите, издавани на предприятието безплатно по дерогацията за топлоенергия и електроенергия, съответно по чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87ЕО, намалява линейно, считано от 2013 г.

От представената горе таблица може да се проследи ръстът на дефицита на квотите за 2017 г. спрямо отчетната 2016 г.: от 28 382 тона същият нараства до 38 633 тона. Отбелязаният ръст е +10 251 t или 36,12%.

Дружеството посочва, че основният показател, въз основа на който е извършен разчетът на очакваните генерирани емисии на парникови газове за следващия регулаторен период, е разходът на природен газ, като същият е аргументиран в представеното в КЕВР заявление, с обосновки и показатели за очакваната ефективност на работа на съоръженията в централата. Като при изгаряне на гориво биомаса парникови газове не се генерират. Поради това в топлоизточника е извършена промяна в работата на горивната инсталация с цел оползотворяване на биомасата и намиране на ефективна алтернатива на природния газ

особено през отоплителния сезон.

**В тази връзка дружеството предлага да се приемат предложените от него коригирани количества квоти на емисии CO<sub>2</sub> в размер на 38 633 t със съответното признаване на разходите за покриване на дефицита в предстоящия регулаторен период 2017 - 2018 г.**

**Дружеството възразява срещу възприетия общ подход в т. 3.**

*В справка № 3 „НБК” нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 8.5% на 4.55%, в съответствие с Глава втора, Раздел III, т.41 от Указания - НВ.*

Дружеството смята, че основанието за извършването на корекцията съгласно Доклада е неточно, тъй като нормата на възвръщаемост на привлечения капитал се изчислява в съответствие с Глава втора, Раздел III, т.40 от Указания - НВ „Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал се изчислява като средно претеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал”.

Привлеченият капитал и средно претеглената му норма на възвръщаемост са определени в съответствие с посочените по-долу задължения по кредити и техните лихвени ставки както следва:

| №  | Кредит                            | Задължение, хил. лв. | Лихва, %    |
|----|-----------------------------------|----------------------|-------------|
| 1. | Кредит от ПИБ АД                  | 1 627                | 9.25        |
| 2. | Кредит от Инвестбанк АД           | 1 669                | 7.50        |
| 3. | Облигационен заем                 | 1 000                | 7,00        |
|    | <b>ОБЩО ЗАДЪЛЖЕНИЕ ПО КРЕДИТИ</b> | <b>4 296</b>         | <b>8.05</b> |

„Топлофикация Бургас” ЕАД предлага да се приемат възраженията и определят цени за новия регулаторен период от 01.07.2017 до 30.06.2018 г., които да създават условия за нормално функциониране на дружеството.

**След преглед на постъпилите възражения от дружеството Комисията счита:**

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за ремонт от 2 093 хил. лв. на 893 хил. лв. или с 1 200 хил. лв., свързани с предстоящите за извършване ремонтни дейности на газобуталните двигатели от 1 до 6, съгласно изискванията на производителя в периодите между всеки 20 000 мото часа работа се приемат частично. Възстановени са 100 хил. лв. от коригираните 1 200 хил. лв. Другите са приети за инвестиция, която ще се включи в РБА за следващия ценови период, в съответствие с т. 1.2 от общия подход.

Възражението на дружеството относно корекцията на съдебните разходи от 130 хил. лв. на 98 хил. лв. или с 32 хил. лв. до отчетената стойност на разхода през 2016 г. се приема.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за такса „събрано инкасо“ от 120 хил. лв. на 92 хил. лв. или с 28 хил. лв. до отчетената стойност на разхода през 2016 г. не се приема. Обосновката за по-високата стойност на дружеството е свързана с очаквания за увеличаване на събираемостта, което е несигурно събитие и предполага извършването на допълнителни дейности по реализирането му.

4. Възражението на дружеството относно направеното намаление на разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) от 752 хил. лв. на 290 хил. лв. или с 462 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 28 382 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t не се приема.

С цел недопускане в прогнозните разходи значителни суми за закупуване на квоти, при прогнозни цени на същите, Комисията счита за коректен подход реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 28 382 t да се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t, съгласно т.

13 от общия подход.

5. Възражението на дружеството относно направената корекция на нормата на привлечения капитал от 8.5% на 4.55%, в съответствие с Глава втора, Раздел III, т. 41 от Указания – НВ не се приема. Регулаторните правомощия на Комисията включват определяне на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Бургас” ЕАД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 152,36 лв./MWh, в т. ч.:
  - индивидуални разходи за единица енергия – 114,36 лв./MWh
  - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 57,06 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
  - Необходими годишни приходи – 24 509 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 23 275 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 873 хил. лв. и променливи – 17 402 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 16 476 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 7,49%
  - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 107 383 MWh
  - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 142 817 MWh

#### **5. „Веолия Енерджи Варна” ЕАД**

С писмо с вх. № Е-14-53-5 от 03.04.2017 г. дружеството е представило в КЕВР заявления за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия и цена на топлинна енергия, произведени по комбиниран начин. Към заявленията дружеството е представило на хартиен и електронен носител следните документи:

1. Отчетна информация за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване (справки от № 1 до № 9);
2. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване (справки от № 1 до № 9);
3. Средна цена на природен газ за 2016 г. и 2017 г., Приложение № 2;
4. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2016 г. и за текущия ценови период - Приложение № 3;
5. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия за 2016 г., за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. и прогнозни данни за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. - Приложение № 3;
6. Отчетна информация за продадени количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите за 2015 г., 2016 г. и за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. – Приложение № 4;
7. Одитиран годишен финансов отчет за 2016 г., с приложения, в съответствие с изискванията на Закона за счетоводството;
8. Счетоводна политика и Сметкоплан на дружеството;
9. Копие на Договор за изкупуване на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, сключен с „Е.ОН България Продажби“ АД (понастоящем „Енерго-Про Продажби“ АД);
10. Копие на договор № 126-2013 за доставка на природен газ, сключен с „Булгаргаз“ ЕАД;
11. Доказателства за предварително оповестяване на предложените цени – на корпоративния сайт на дружеството, като и публикация в местен вестник „Черно море“;

12. Документ за платени такси за разглеждане на заявленията;

**Дружеството е предложило за утвърждаване цени на електрическа и топлинна енергия, считано от 01.07.2017 г., както следва:**

1. Цена на топлинната енергия с топлоносител „гореща вода“ - 84,90 лв./MWh, без ДДС, при изчислена еднокомпонентна цена на топлинна енергия с „гореща вода“ - 108,42 лв./MWh, без ДДС;

2. Цена на електрическа енергия, произвеждана по високоефективен комбиниран начин – 192,18 лв./MWh, без ДДС, при изчислена цена 170,44 лв./MWh, без ДДС.

Така предложените за утвърждаване цени на топлинна и електрическа енергия са изчислени при цена на природен газ 382,99 лв./ $\text{knm}^3$  и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh.

Към заявленията са изложени следните аргументи и пояснения, относно технико-икономическите и финансови прогнози за новия ценови период, считано от 01.07.2017 г.:

**1. Производствена програма и продажби на енергия:**

*Дружеството предвижда през новия ценови период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. следните производствени показатели:*

- Производство на топлинна енергия (ТЕ) – 85 907 MWh;
- Доставена ТЕ за реализация, без включени търговски отстъпки – 61 428 MWh;
- Собствени нужди и потребление на ТЕ – 1 711 MWh;
- Загуби по преноса на ТЕ – 22 769 MWh;
- Производство на високоефективна комбинирана електрическа енергия – 67 258 MWh;
- Продажба на електрическа енергия (ЕЕ) – 64 556 MWh;
- Собствени нужди на ЕЕ – 2 702 MWh;
- Потребление на горива (природен газ) – 189 110 MWh;
- Обща ефективност на инсталацията за комбинирано производство – 78,81%.

*„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД посочва, че предложените количества и производствената рамка се основават на:*

- Резултатите от отчетния период 2016 г. - 2017 г.;
- Прогнозните данни за ден-градуси за следващия отоплителен период 2017 г. - 2018 г., на база средни данни за последните 5 отоплителни сезона. Представена е таблица за стойностите за ден-градуси от 2013 г. до 2018 г.
- Въвеждане на когенератор № 5 в експлоатация като базова мощност през 2016 г.;
- Планирани мерки за привличане на нови клиенти за отопление и битово горещо водоснабдяване (б.г.в.), подмяна на щрангове за БГВ, увеличаващо уплътнението в ползващи сгради, и повишаване на качеството на услугите.

**2. Условно-постоянни разходи:**

*Разходите за ремонт и поддръжка са определени на база необходимостта от ремонт и поддръжка през 2017 г., за второто полугодие на годината, както и първото полугодие на 2018 г. В условно-постоянните разходи са включени разходите за:*

- Превантивна планова поддръжка на съоръженията, на база отработени часове, като подмяна на свеци, масла, филтри, антифриз, други консумативи;
- Планово обслужване на КГ № 1,2,3,4 и 5 по отработени часове и изискване на завода-производител, включващ профилактика на турбоагрегатите;
- Осъществяване на аварийни ремонти на КГ № 1,2,3,4 и 5, включващи: подмяна на бутала, цилиндрични втулки, цилиндрични глави, мотовилки, подмяна на долен биелен/мотовилков лагер, смяна на моторно масло;
- Планово обслужване на водогрейни котли – възстановяване на вътрешна изолация, ремонт и профилактика на нагревни повърхности, горивна система, КИП и А, проверка за плътност и др.;
- годишна профилактика на силови трансформатори;

- годишна метрологична проверка на средства за измерване;
- планова проверка на електрически уредби, прекъсвачи, релейни защиты, измервателни уреди, токови трансформатори и др.;
- включени са разходи за ремонт на основна и второстепенна топлопроводна мрежа, ревизия и ремонт на камери, арматура и компенсатори.

**Други разходи, пряко свързани с лицензионната дейност** – дружеството посочва, че тези разходи възлизат на 1 852 хил. лв., и са с 8,20% увеличени спрямо отчетените през базовата 2016 г., като преобладаваща част в състава на тези разходи са разходите за външни услуги.

**Разходи за амортизации** – определени са на база амортизационната политика на дружеството, и при спазване указанията на КЕВР, като отчитат движенията на активите през базисната година, включително и капитализираните към 31.12.2016 г. Те са 1 992 хил. лв., и са незначително увеличени (с 1,81%) спрямо отчетените разходи за 2016 г.

**Разходи за заплати и възнаграждения** – определени са на база действащите организационна структура и политика за управление на човешките ресурси и средствата за работни заплати и възнаграждения. Разходите за заплати възлизат на 1 026 хил. лв. и са увеличени спрямо базовата година с около 6,84%. Разходите за осигурителни вноски и социални плащания са на нивото от 2016 г.

**3. Променливи разходи** – дружеството посочва, че тези разходи следват производствената програма и ефективността на производство, както от инсталациите за комбинирано производство, така и от инсталациите за производство на топлинна енергия.

Ефективността на комбинирано производство и икономията на първично гориво са приблизително запазени на нивата от 2016 г. Дружеството заявява, че цената на горивото, заложена в модела, е 382,99 лв./квт<sup>3</sup>, съгласно решение на КЕВР. Общият размер на променливите разходи е 9 117 хил. лв. Същите са с 1 945 хил. лв. (21,34%) повече, спрямо базовата година.

**4. РБА и инвестиции** – регулаторната база на активите е изготвена според изискванията, на база наличните дълготрайни активи по баланса на дружеството към 31.12.2016 г. Дружеството заявява, че инвестициите за 2017 г. не са отчетени в РБА за новия ценови период, независимо от планираната дата на капитализация на съответните активи.

**5. Работен капитал** – работният капитал е определен при стриктно спазване на методиката на КЕВР, на база средните салда на търговските вземания и задължения и признатия размер на паричните разходи.

**6. Норма на възвръщаемост на собствения капитал** – дружеството предлага Комисията да приеме норма на възвръщаемост на собствения капитал от 8%, като се излагат твърдения, че нормата на възвръщаемост на капитала за производствени инсталации и топлопреносната мрежа, според утвърдените практики в ЕС за подобни дейности и инфраструктура е над 10%.

**7. Добавка за високоефективно комбинирано производство** – дружеството настоява добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ да бъде увеличена на 60 лв./MWh във връзка с увеличаването на цената на природния газ с близо 30% и незначително увеличение на цената на електрическата енергия за бита. Според дружеството увеличението на добавката ще позволи на клиентите да продължат използването на централно топлоснабдяване, а на дружеството да поддържа икономическата си дейност.

Дружеството заявява, че резултатите, които са получени в модела за цените, при описаната производствена и разходна рамка, водят до следните изводи:

1. Действащите цени не покриват разходите на дружеството;
2. Цената на топлинната енергия, която се получава за следващия регулаторен период е много над финансовите възможности на клиентите, които използват услугата;

3. Нивата на цените са естествено ограничени и от конкуренцията на цената на електрическата енергия за бита и цената на природния газ за битови клиенти. Дружеството посочва, че все повече системите с въздушни термопомпи, използващи ЕЕ за битови нужди, се налагат като алтернатива на централизираното топлоснабдяване в малките и средни градове и като пример се посочва, че при сегашните цени на ЕЕ за бита и коефициент на трансформация 3:1 цената на 1 MWh енергия за отопление възлиза на близо 65 лв., с ДДС;

4. Изкуственото задържане на цената на електрическата енергия за бита, особено на нощната тарифа, води до силен отлив на клиенти от услугите централно топлоснабдяване и битово-горещо водоснабдяване;

5. През последните години тенденцията за отлив на клиенти е силно изразена, въпреки предприетите мероприятия и мерки за енергийно-ефективни инсталации и постигане на ниски нива на специфични разходи на топлинна енергия.

Дружеството посочва, че сегашната икономическа обстановка и отчитайки конкурентността на електроенергията за бита и природния газ, както и платежоспособността на населението, в частност на клиентите на дружеството, следва да се отбележи, че само при пределна цена на топлинната енергия на нива под 85 лв./MWh, без ДДС, дружеството ще продължи усилията по запазване на клиентите и нивата на продажбите на топлинна енергия.

С писмо с изх. № Е-14-53-5 от 25.04.2017 г. от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ, и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ, е изискано да представи следната допълнителна информация:

1. Обосновка на необходимостта от завишаване на разходите за ремонт в производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия, като се посочат ремонтните разходи и разходите, които имат инвестиционен характер;

2. Подробна обосновка за завишения размер на разходите за заплати и възнаграждения;

3. Обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С писмо към вх. № Е-14-53-5 от 09.05.2017 г. дружеството е представило изисканата информация, както следва:

**1. Обосновка на разходите за ремонт и поддръжка** – разходите, отнесени към производството на електрическата енергия, са 1 405 хил. лв. и са увеличени с 894 хил. лв., спрямо същите разходи през 2016 г. и с 933 хил. лв. спрямо тези през предходния регулаторен период. Разходите, отнесени към производството на топлинната енергия, са 505 хил. лв. и са увеличени с 481 хил. лв. спрямо същите разходи през 2016 г. и с 443 хил. лв. спрямо тези през предходния регулаторен период. Разходите, отнесени към преноса на топлинната енергия, са 131 хил. лв. и са увеличени с 19 хил. лв. спрямо същите разходи през регулаторния период 2016/2017 и са намалени със 7,5 хил. лв. спрямо същите разходи през 2016 г.

Разходите за ремонт, отнесени към производството на двата продукта, са 53 хил. лв. и са равни на същите разходи през 2016 г. и са увеличени с 15 хил. лв. спрямо същите разходи през регулаторния период 2016/2017.

Дружеството е представило в табличен вид подробна разбивка на разходите за новия ценови период. От таблицата е видно, че разходите за ремонти за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. са в размер на **2 094 377 лв.**

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД заявява, че основното завишение на разходите за ремонт е в разходите, отнесени към производството на електрическа и топлинна енергия, което се дължи на това, че в предходните ценови периоди част от ремонтите на когенераторите са отчетени като инвестиции, защото включваха реконструкция и модернизация с цел повишаване на мощността на машините. Заявява се, че предстоящите ремонти нямат инвестиционен характер, но са задължителни по предписанията на завода-производител за нормалната и надеждна работа на съоръженията.

**2. Разходи за заплати и възнаграждения** – те са определени на база действащите организационна структура и политика за управление на човешките ресурси, и бюджетираните средства за работни заплати и възнаграждения за периода. Разходите за заплати възлизат на 1 026 хил. лв. и са увеличени спрямо отчетените през 2016 г. с около 7%. Дружеството посочва, че увеличението се дължи на:

- планирано общо и индивидуално увеличение на работните заплати с общо 3%;
- увеличение на доплащанията за прослужено време в дружеството с 1%, съгласно действащия Колективен трудов договор;
- увеличение на средносписъчния брой на персонала (нови назначения, включително и за заместване на пенсионирани служители) с 2,5 човека.

**3. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД заявява, че няма приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.** Дружеството не разполага с щатен юрист, поради което има сключен договор за процесуално представителство с адвокатско дружество. Адвокатските хонорари се заплащат на изпълнителя на база издадени от него фактури. Заплатените адвокатски хонорари, въз основа на съдебните решения, се осчетоводяват в увеличение на вземанията от длъжниците. При погасяване на вземанията се закриват разчетите, без да се формира приход за дружеството. Разходите за адвокатски хонорари по непогасени присъдени вземания остават за сметка на дружеството.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

Дружеството отчита за ценовия период със 7,28% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и със 7,51% по- висока продажба на топлинна енергия с гореща вода спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са завишени с 1,77% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 31,20% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 206,14% и разходите за заплати и възнаграждения с 9,38%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 21,88%.

#### **Анализ на възвръщаемостта на собственния капитал**

НВск по отчет за ценовия период е -3,63% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е вследствие на завишените условно-постоянни и променливи разходи от една страна и от друга страна намалените продажби на електрическа енергия при ръст на продажбите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

#### **Образуване на цените**

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 1 333 хил. лв. на 1 253 хил. лв. или с 80 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на ДМА в производството, съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт в производството са коригирани от 1 963 хил. лв. на 1 182 хил. лв. или със 781 хил. лв., като коригираната стойност е свързана с предстоящите за извършване ремонтни дейности на КГ № 1,2,3,4,5 по отработени часове, съгласно изискванията на завода производител и приети за инвестиция, която ще се включи в РБА за следващия ценови период, в съответствие с т. 1.2 от общия подход, а именно подмяна на бутала, цилиндрови втулки и глави, мотовилки и др.;

- допълнително добавената разходна позиция „комисиони за управление“ е коригирана от 712 хил. лв. на 0 хил. лв., или със 712 хил. лв., при отчетено ниво на разхода

през ценовия период от 630 хил. лв., като неприсъщ разход, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) са коригирани от 352 хил. лв. на 170 хил. лв. или със 182 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 16 628 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 440 knm<sup>3</sup>, на стойност 169 хил. лв., до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия на отчетената стойност през 2016 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

След проведеното на 06.06.2017 г. открито заседание, с писмо с вх. № Е-14-53-7 от 06.06.2017 г. дружеството е представило възраженията си по Доклада, както следва:

#### **I. Условно-постоянни разходи:**

1. Дружеството не е съгласно с корекциите в разходите за амортизации в производството, които са намалени от 1 333 хил. лв. на 1 253 хил. лв., като излага следните съображения: неоснователно не са признати реалните амортизационни разходи в размер на 1 333 хил. лв., като се посочва, че тези разходи са определени в пълно съответствие със законовите изисквания и с изискванията за ценообразуване и са изчислени на основата на техническия и икономическия полезен живот на активите в преноса на топлинна енергия.

Дружеството заявява, че амортизационната политика, която се прилага от години, е в пълно съответствие с изискванията на Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти – национални стандарти за финансови отчети на малки и средни предприятия, до края на 2010 г. и Международни стандарти за финансови отчети, съответно Международни счетоводни стандарти, от 01.01.2011 г. Съгласно приложимите счетоводни стандарти за отчитане на амортизируемите дълготрайни/нетекущи активи:

- полезният живот на един актив се определя от гледна точка на очакваната полезност на този актив за предприятието;

- оценката на полезния живот на актива е въпрос на преценка въз основа на опита на предприятието.

Според изискванията на ЗЕ, компанията прилага линеен метод на амортизация на активите, което е в съответствие и с изискванията за ценообразуване – НРЦТЕ и Указания-НВ. Дружеството счита, че общият подход за определяне на разходите за амортизация, определен и прилаган от Комисията, следва да е съобразен с приложимите нормативни изисквания относно отчитането на амортизируемите активи, съответно разходите за амортизация. Намаляването на разходите за амортизация на активите в производството, дори и да е несъществено, ще ограничи възможностите на дружеството напълно да осигури необходимите средства за поддръжка и възстановяване на топлопреносните съоръжения, с всички негативни последствия от това - увеличаване на загубите по мрежата, влошаване качеството на услугата и експлоатационните показатели на съоръженията.

**2. Разходи за ремонт** – дружеството не е съгласно с нанесените корекции в разходите за ремонт в производството, които са намалени от 1 963 хил. лв. на 1 182 хил. лв. Заявява, че ремонтните дейности, които ще се осъществят с тези средства, не са разходи с инвестиционен характер, а представляват разходи за ремонт, тъй като нямат за цел да доведат до качествени изменения на когенераторните инсталации на централата, като например повишаване на мощността, а ще запазят първоначалното състояние на активите.

**3. Разходи за консултантски услуги по управление** – дружеството не е съгласно



с направената корекция в разходната позиция „консултантски услуги по управление“ от 712 хил. лв. на 0 хил. лв. Дружеството посочва, че тази разходна позиция не е „допълнително добавена“, както е определена в Доклада. Разходите за консултантски услуги по управление са пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ и не са нито нови, нито неприсъщи за дейността на дружеството. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД регулярно отчита, съответно планира такъв вид разход, като част от УПР на дружеството. В посочената позиция се отчитат разходи за ползването от дружеството експертни услуги по управление на дейността, във всичките ѝ направления, които се предоставят регулярно от централата на Групата. По този начин в дружеството, което е част от групата на Веолия, се прилагат унифициран подход и практики по управление на дейността. Посочва се, че ползването на експертния опит на водещи специалисти в рамките на Групата, спестява на дружеството по-високи разходи за консултантски и експертни услуги, предоставяни от външни доставчици и/или допълнителни разходи за наемане на експертен персонал.

Допълва се, че за предходни ценови периоди Комисията е признала „консултантски услуги по управление“, отново на база общия подход. Предвид на това, дружеството счита, че разходите за консултантски услуги по управление от 712 хил. лв. следва да бъдат признати като присъщи разходи за дейността на дружеството на база на отчетения разход за 2016 г.

**4. Разходи за емисии парникови газове** – в края на м. март 2017 г. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е договорило закупуване на квоти за емисии парникови газове в размер на 22 хил. t. Заявява се, че падежът на плащането по сделката е 22.12.2017 г., т.е. закупуването ще бъде изцяло реализирано в рамките на предстоящия ценови период.

Поради това дружеството желае договорената стойност на придобиване на тези квоти от 212 559,60 лв. (108 680 евро) да бъде призната за целите на ценообразуването в пълен размер. Приложено е копие от документа за потвърждение на договорената сделка.

**II. Регулаторна база на активите - оборотен капитал** – дружеството предлага да бъде преразгледан приетият в Доклада Общ подход за определяне на оборотния капитал на топлофикационните дружества - 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации. Дружеството заявява, че този начин на определяне на оборотния капитал се прилага само при условията, посочени в т.32.5 от Указания-НВ. Във връзка с това се възразява срещу начина и размера на корекцията на оборотния капитал на дружеството. Счита за необосновано прилагането на подобен общ подход, при положение че са представени във финансовия отчет данни за изчисляването на оборотния капитал по утвърдената от Комисията методика. Работният капитал на стойност 3 222 хил. лв., представен от дружеството в модела за ценообразуване, е определен при стриктно спазване на методиката на КЕВР, на база средните салда на търговските вземания и задължения, и прогнозния размер на паричните разходи за бъдещия ценови период. Намалението на оборотния капитал при изчисляването му в размер до 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, е 1 737 хил. лв., посочват от дружеството. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД заявява, че липсва обосновка, защо при корекцията на оборотния капитал Комисията прилага този начин на изчисление. Дружеството настоява за коректно изчисляване на сумата на оборотния капитал, на база одобрените парични разходи.

**III. Норма на възвращаемост на собствения капитал** – дружеството не е съгласно с ниската норма на възвращаемост на собствения капитал, която Комисията определя на топлопреносните дружества през последните години. Посочва се, че не е ясно какъв модел е използван при изчисленията за собствен капитал в размер на 7% и дали са спазени изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, макроикономическата среда и специфичните условия на регулиране на дружествата. Според дружеството при определяне на НВск Комисията не е отчела факта, че през последните години и в момента потреблението на топлинна енергия не е стабилно и непрекъснато намалява поради редица обективни фактори (променени климатични условия, ниски доходи на потребителите, конкурентни

цени на електрическата енергия като алтернатива на отопление и др.), което прави извършването на тази дейност значително по-рисково. Дружеството заявява, че нормата на възвръщаемост на собствения капитал за пореден път е намалена спрямо мотивирано поисканата от 8%, като не са отчетени и специфичните условия на регулиране на дружеството, като географски район, по-кратък отоплителен сезон и други. Заявява се, че липсата на мотиви за икономическата обоснованост на определената от Комисията норма на възвръщаемост на капитала е в нарушение на разпоредбата на чл. 31, т. 4 от ЗЕ, съгласно която цените трябва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала.

В подкрепа на гореизложените аргументи, дружеството излага и следното:

- лицензионните дейности се изпълняват при спазване на всички законови изисквания, като се покриват критериите за високоефективно комбинирано производство. Дружеството провежда социално-отговорна политика към клиентите и служителите си;

- всяка година дружеството реинвестира между 50% и 70% от оперативния си резултат в развитие и подобряване на активите, въпреки негативното развитие на сектора и обективните икономически трудности в страната. За периода след придобиването на топлофикационното дружество във Варна през 2007 г. дружеството инвестира над 23 млн. лв. в развитието и експлоатацията на производствените и топлопреносните активи. Към днешна дата, дружеството е било с положителен финансов резултат само 3 години (общо 1,6 млн. лв.), като кумулативният финансов резултат за последните 8 години е загуба от близо 6 млн. лв. При този резултат няма как да се постигне възвръщаемост и да се привлекат инвестиции в сектора;

- „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е едно от 3-те топлофикационни дружества, които заплащат коректно и на време природния газ към „Булгаргаз“ ЕАД, авансово, според договора за доставка.

В заключение, дружеството настоява в процеса на утвърждаване на цените Комисията да разгледа изложените възражения и да не допусне допълнително влошаване на тежкото финансово състояние на дружеството.

**След преглед на постъпилите възражения от дружеството Комисията счита:**

1. Възражението на дружеството относно направената корекция на разходите за амортизации в производството, които са намалени от 1 333 хил. лв. на 1 253 хил. лв. не се приема. За регулаторни цели, Комисията прилага съответната норма, по отношение на този разход, в съответствие с отчетната стойност на ДМА в производството, съгласно справка

№ 2 „РБА” и амортизационна норма отговаряща на 15 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход. Съгласно чл. 14, ал. 4 от НРЦЕЕ и чл. 9, ал. 6 от НРЦТЕ, за регулаторни цели, Комисията има правомощие да признае технически и икономически полезен живот на активите, който се различава от приетия подход за счетоводни цели.

2. Възражението на дружеството относно направената корекция в разходите за ремонт в производството, които са намалени от 1 963 хил. лв. на 1 182 хил. лв. със съответните изложени аргументи се приема частично. Възстановена е част от коригираната сума в размер на 299 хил. лв. за ремонтни дейности, в съответствие с аргумента, че тези разходи нямат за цел да доведат до качествени изменения на когенераторните инсталации на централата, като например повишаване на мощността, а ще запазят първоначалното състояние на активите.

3. Възражението на дружеството относно направената корекция в разходите „консултантски услуги по управление“ от 712 хил. лв. на 0 хил. лв. не се приема. Комисията е последователна в подхода да не се приемат разходи, които не са свързани с прякото управление на дружеството. Разходите за работни заплати на ръководния персонал са част от разходите за заплати, които Комисията утвърждава.

4. Възражението на дружеството относно направеното намаление на разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) от 352 хил. лв. на 170 хил. лв. или със 182 хил. лв., като

реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 16 628 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t не се приема.

С цел недопускане в прогнозните разходи значителни суми за закупуване на квоти, при прогнозни цени на същите, Комисията счита за коректен подход реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 16 628 t да се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

5. Възражението на дружеството относно прилагането на общия подход при определяне на оборотния капитал на топлофикационните дружества - 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации не се приема. При извършване на определени корекции на разходите, те се отразяват индиректно в стойността на оборотния капитал. Реалната корекция в тази разходна позиция е следствие извършени корекции в разходите.

6. Възражението на дружеството относно прилагането на общия подход при определяне на НВск 7% не се приема. Тя е определена при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ (принципът за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите), макроикономическата среда, специфичните условия на регулиране на дружествата, както и осигуряване на финансов ресурс за покриване на допълнителни невключени разходи, произтичащи от законови задължения. Стойността на НВск в % в пълна степен отразява както нивото на безрисковите стойности към настоящия момент, така и степента на риск за сектора на топлофикационните услуги.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Веолия Енерджи Варна” ЕАД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 175,94 лв./MWh, в т. ч.:
  - индивидуални разходи за единица енергия – 137,94 лв./MWh
  - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 79,89 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
  - Необходими годишни приходи – 16 265 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 14 869 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 972 хил. лв. и променливи – 8 897 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 27 489 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 5,08%
  - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 64 556 MWh
  - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 61 428 MWh

#### **6. „Топлофикация Враца” ЕАД**

С писмо с вх. № Е-14-06-3 от 03.04.2017 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия и с вх. № Е-14-06-4 от 04.04.2017 г. заявление за утвърждаване на цена на топлинна енергия, произведени по комбиниран начин. Към заявленията дружеството е представило на хартиен и електронен носител следните документи:

1. Отчетна информация за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., както и прогнозна такава за новия ценови период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., с приложени справки от № 1 до № 9;
2. Средна цена на природен газ за 2016 г. и 2017 г., Приложение № 2;
3. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2016 г. и за текущия ценови период - Приложение № 3;
4. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни

мероприятия за 2016 г., за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. и прогнозни данни за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. - Приложение № 3;

5. Отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажби за 2015 г., 2016 г. и текущия ценови период до 30.06.2017 г., Приложение № 4;

6. Обосновка на прогнозните разходи за новия ценови период;

7. Рамково споразумение № У-18 от 05.12.2016 г. за възлагане на обществена поръчка с предмет: Планово техническо обслужване и аварийни ремонти на двигател „Jenbacher“ в ОЦ „Младост“ към „Топлофикация-Враца“ ЕАД;

8. Договор за извършване на техническо обслужване на двигател Jenbacher, сключен на 23.01.2017 г. с фирма „Филтър“ ООД, вкл. Приложение № 1 (количествено-стойностна сметка) към договора;

9. Ремонтна програма за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. на „Топлофикация-Враца“ ЕАД;

10. Одитиран годишен финансов отчет на „Топлофикация-Враца“ ЕАД за 2016 г., вкл. Годишен доклад за дейността и доклад на независимия одитор;

11. Справка за определяне на необходимия оборотен капитал;

12. Копие от публикация за предварително оповестяване на цени на електрическа и топлинна енергия във вестник „Конкурент“ от 02.03.2017 г.;

13. Документи за платени такси за разглеждане на заявленията.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на електрическа енергия – 169,74 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 78,31 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на природен газ 299,94 лв./knp<sup>3</sup> и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh.

**Обосновката на дружеството по отношение на ценообразуващите елементи за новия ценови период от 01.07.2017 г., е следната:**

„Топлофикация-Враца“ ЕАД посочва, че за формирането на прогнозните данни е използвана отчетна информация за 2016 г. Дружеството заявява, че не се очаква влияние на външни фактори, които да повлияят съществено върху дейността за новия ценови период, а именно рязко увеличение на цените на горивата, резервни части, консумативи, химикали и реагенти, както и аварийни ситуации, изискващи значителен паричен ресурс. Направените разчети са съпоставими с отчетените през 2016 г., като увеличение е извършено само за разходите за които е налице обективна причина за промяната им, както следва:

**I. Условно постоянни разходи** – прогнозата е изготвена на база отчетни данни към 31.12.2016 г. и очакваните промени по видове разходи:

1. **Разходите за амортизации** са определени на основата на амортизационен план, изготвен в съответствие с очаквания полезен живот съгласно изискванията на МСС. Дружеството очаква запазване на общия размер на разходите за амортизации на нивото от 2016 г.

2. **Разходите за ремонт** са прогнозиран на база изготвената и утвърдена ремонтна програма за ценовия период. Увеличението спрямо отчета за предходната година се дължи на следните фактори:

- Ремонтът на газовия двигател в ОЦ „Младост“, съгласно предписанието на производителя, въз основа на сключено рамково споразумение и договор за текущо обслужване, след проведена процедура по реда на Закона за обществените поръчки. Посочва се, че ремонтите са наложителни, като същите гарантират надеждната работа на съоръжението, което е отразено в ремонтната програма. Дружеството заявява, че договор за обслужване за 2018 г. ще бъде подписан до 31.12.2017 г.;

- Предстоящ ремонт на газовите двигатели в ТЕЦ „Градска“ – на 20 000 работни часа за когенератор 1 и на 10 000 работни часа за когенератор 2, съгласно

предписанието на производителя. Посочва се, че ремонтите ще гарантират безаварийна работа през следващия отоплителен сезон и необходимата топлинна енергия. Стойността на резервните части е посочена в ремонтната програма, като в нея са включени и 30% непредвидени разходи за извършване на непланирани ремонти, с цел гарантиране на безаварийната работа на съоръженията;

- основни ремонти на турбокомпресорите, които са амортизирани и състоянието им се отразява на енергийната ефективност на инсталациите за високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия.

- подмяна на части от топлопреносната мрежа с констатирана висока аварийност.

**3. Разходите за персонала и съответните плащания за осигуровки са разчетени на база достигнати разходи през 2016 г., увеличени с разходите за допълнително назначен персонал и увеличен размер на осигуровките от началото на 2017 г. През новия ценови период е предвидено увеличение на числеността на персонала с 3 до 5 човека с цел попълване на незаети работни места в дружеството.**

**4. Разходите, пряко свързани с регулираните дейности – прогнозиран са на база постигнати нива през 2016 г., като в прогнозата за следващия ценови период тези разходи бележат увеличение спрямо отчета за 2016 г. с 25 хил. лв. Дружеството посочва по-съществени от тях, както следва:**

- Разходите за гориво за автотранспорт, работно облекло, канцеларски материали, както и такива за текущо поддържане се запазват на нивото от 2016 г.;

- Намаление на разходите за застраховки спрямо отчета за 2016 г. с 6 хил. лв.;

- Пощенските разходи, разходите за противопожарна и въоръжена охрана, разходите за наеми, експертни и одиторски услуги, вода, осветление и отопление, безплатна храна по Наредба № 11, проверка на уреди, охрана на труда, командировки, разходи за публикации са запазени на нивата от 2016 г.;

- За прогнозния период е заложено увеличение на съдебните разходи с 10 хил. лв. във връзка с предстоящо завеждане на дела за събиране на вземания на голяма стойност от МБАЛ „Христо Ботев“;

- Разходите за събрано инкасо представляват изплатените суми и комисионни за събрано инкасо от Български пощи, Ипей, ПИБ, тъй като дружеството няма други изнесени каси и пунктове за инкасиране на дължимите суми и такси. Към тези разходи са включени и разходите по отчета на уредите за дялово разпределение от фирмите, които се явяват като под изпълнители на „Топлофикация-Враца“ ЕАД. Тези разходи се запазват в размера, постигнат като отчет за 2016 г.;

## **II. Променливи разходи**

**1. Разходите за гориво са изчислени на база количество гориво и утвърдената от 01.04.2017 г. цена на природния газ – 299,94 лв./квт<sup>3</sup>, без ДДС. Дружеството не предвижда използването на биомаса – дървесен чипс и пелети от слънчогледова люспа.**

**2. Разходите за енергия, вода и консумативи като цяло са запазени на нивата от 2016 г. В разходите за консумативи/химикали и реагенти/ са включени разходите за химикали, реагенти и добавки за обработка на циркулиращата вода в топлопреносната мрежа и в централите. Дружеството посочва, че в това перо не са включени и разходите за масло – за доливане и подмяна, на инсталациите за комбинирано производство съгласно предписанията на производителя и достигнатите действителни показатели в процеса на експлоатация.**

**3. Разходи за външни услуги – разходите за балансиране и достъп до разпределителната мрежа. Спрямо отчета за 2016 г. е заложено минимално увеличение в размер на 5 хил. лв.**

**III. Регулаторна база на активите – стойността на дълготрайните активи и размера на амортизациите в справка № 2 – РБА са съгласно данните по счетоводния баланс на „Топлофикация-Враца“ ЕАД към 31.12.2016 г. Размерът на финансираната за дълготрайни активи са съгласно изготвения баланс към 31.12.2016 г. Размера на**

оборотния капитал е определен в размер на 1/8 от оперативните парични разходи за дейността без амортизациите, съгласно Указания-НВ, тъй като резултатът от изчислението на оборотния капитал съгласно приложената формула е с отрицателна величина – (-1 612 хил. лв.).

**IV. Цени – дружеството посочва, че в резултат на така прогнозираните разходи, количества произведена и реализирана топлинна и електрическа енергия и използвания ценови модел на Комисията за новия ценови период от 01.07.2017 г. са формирани следните цени, без ДДС:**

- Цена на топлинна енергия: - 78,31 лв./MWh;

- Цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 169,74 лв./MWh.

Дружеството посочва, че ниския относителен дял на реализираната топлинна енергия е една от причините да се формира висока цена на топлинната енергия за новия ценови период. Предвид действащата цена на топлинната енергия към настоящия момент и финансово-икономическите условия в гр. Враца, равнището на заетост и размера на безработицата, липсата на реално работеща икономика в града и региона, дружеството предлага на Комисията да бъде запазено равнището на действащата цена на топлинната енергия и през новия ценови период. В тази връзка и поради факта, че голяма част от топлинната енергия се произвежда от водогрейни котли е предложено **да бъде увеличена добавката** към получената индивидуална цена на електрическата енергия на **65,00 лв./MWh**. „Топлофикация-Враца“ ЕАД посочва, че промяната ще позволи да бъде утвърдена една социално по-поносима цена на топлинната енергия за потребителите в гр. Враца.

С писмо с изх. № Е-14-06-3 от 27.04.2017 г., на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ, от дружеството е изискано да представи следната допълнителна информация:

1. Обосновка на необходимостта от завишаване на разходите за ремонт в производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия, като се посочат ремонтните разходи и разходите, които имат инвестиционен характер;

2. Обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения;

3. Копие на действащи договори за изкупуване на електрическа енергия за периода 2017 г. - 2018 г., с всички приложения към тях (вкл. спецификациите към договорите);

4. Копие на действащи договори за доставка на природен газ и биогорива с всички приложения към тях.

С писмо към вх. № Е-14-06-3 от 10.05.2017 г. дружеството е представило исканата информация, като в придружителното писмо е посочено, че не се предоставят договори за доставка на биогорива, тъй като не се предвижда използването на такъв вид горива през новия ценови период и дружеството няма сключени такива. Дружеството представя допълнителна информация, както следва:

**1. Обосновка на необходимостта от завишение на разходите за ремонт в производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия**

Дружеството посочва, че при изготвяне на ремонтната програма за новия ценови период са взети предвид текущото състояние на основните съоръжения, остатъчният ресурс на основните възли на електро-генериращите съоръжения, котли, помпи и спомагателно оборудване. Също така е взет под внимание и пробегът на когенераторите в ТЕЦ „Градска“, който доближава 100 000 часа и свързаните с това препоръки за експлоатация от завода-производител. Дружеството заявява, че разходите за ремонт са в оптимален обем и са прогнозирани на база изготвената и утвърдена ремонтна програма за ценовия период. „Топлофикация-Враца“ ЕАД има приет график за обявяване на обществени поръчки за целите на ремонтната програма, като на този етап обявените обществени поръчки са:

- „Планово техническо обслужване и аварийни ремонти на 4 бр. турбокомпресори тип VTR 254-11 и 2 бр. въздушни охладители, произведени от ABB GROUP и монтирани на двигатели „Wartsila 16V25SG“, работещи на природен газ в ТЕЦ „Градска“. Посочва

се, че процедурата е стартирана и не е приключена, като прогнозната стойност на поръчката не включва аварийни ремонти, не планирана подмяна на амортизирани части, които ще се установят след дефектовка в сервиза на изпълнителя;

- Рамково споразумение за доставка на резервни части по каталог на фирмата-производител за 2 бр. двигатели „Wartsila 16V25SG“, работещи на природен газ в ТЕЦ „Градска“. Посочва се, че процедурата е стартирана и не е приключена, като прогнозната стойност на поръчката не включва аварийни доставки на резервни части;

Дружеството заявява, че предстои вземане на решение за обявяване на нова обществена поръчка за „Доставка, монтаж и пуск на система за управление и контрол на

2 бр. когенератори „Wartsila 16V25SG“, работещи на природен газ в ТЕЦ „Градска“, тъй като за наличната система резервни части вече не се произвеждат и няма складови наличности. Посочва се, че процедурата е необходима за гарантиране работата на инсталацията за високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия в централата.

Дружеството заявява, че в срок до 15 юни ще бъде обявена и обществена поръчка за доставка на стоманени тръби, с които ще бъдат обезпечени планираните ремонти по топлопреносната мрежа.

„Топлофикация – Враца“ ЕАД заявява, че плановите ремонти на газовия двигател в ОЦ „Младост“ са в съответствие с договор с фирма „Филтър“ АД след проведена процедура по реда на Закона за обществените поръчки за ремонти до 59 999 часа.

В ремонтната програма за новия ценови период, дружеството е предвидило и сума за аварийни ремонти, като останалите мероприятия в ремонтната програма са стандартни - текущо поддържане, профилактика и ремонт на основни и спомагателни съоръжения, проверки на средства за защита, материали за аварийни ремонти и текущо поддържане и ремонти на топлопреносната мрежа и абонатните станции, които са разчетени в минимален обем, според прогнозираното финансово състояние.

**2. Обосновка за присъдени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения** – съгласно Отчета за всеобхватния доход на „Топлофикация-Враца“ ЕАД за 2016 г. и оповестяването към него, в групата на другите разходи са отчетени приходи от съдебни такси в размер на 203 хил. лв. Тези приходи представляват присъдени и събрани в полза на дружеството направени разходи във връзка със заведени съдебни дела срещу длъжници от битовия, стопанския и бюджетния сектор за дължими и не платени в срок суми за ползвана топлинна енергия и такси за дялово разпределение. Разходите представляват платени в процеса на съдебното и изпълнителното производство съдебни такси, такси за вещи лица и експертизи, юрисконсултски възнаграждения, административни такси и други подобни. Дружеството заявява, че от общата сума на отчетените приходи, размера на юрисконсултски възнаграждения е 39 хил. лв.

Дружеството е приложило заверени копия на следните документи:

1. Протокол от заседание на Съвета на директорите, проведено на 27.02.2017 г.;
2. Решения за откриване на процедури;
3. Обявления за поръчки-комунални услуги;
4. Ремонтна програма за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.;
5. Договор № 140-2013 за доставка на природен газ, сключен с „Булгаргаз“ ЕАД със съответните приложения;
6. Договор за изкупуване на електрическа енергия № 4 от 01.07.2007 г., сключен с „ЧЕЗ Електро България“ АД.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

Дружеството отчита за предходния ценови период с 1,09% по-високи реализирани количества електрическа енергия и с 8,99% по- висока продажба на топлинна енергия с гореща вода спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са завишени със 7,42% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 36,43% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт със 174,93%, и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 1,81%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

#### **Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал**

НВск по отчет за ценовия период е 6,03% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е незначително завишен, вследствие на намалените променливи разходи от една страна и от друга страна ръст на условно-постоянните разходи при условията на ръст на продажбите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и намалени продажби на електрическа енергия.

#### **Образуване на цените**

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 200 хил. лв. на 110 хил. лв. или с 90 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на ДМА в преноса на топлинна енергия, съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма при 20 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт в производството са коригирани от 2 337 хил. лв. на 1 507 хил. лв. или с 830 хил. лв., като коригираната стойност е свързана с предстоящите за извършване ремонтни дейности на газобутален двигател №2 в ТЕЦ „Градска“, съгласно изискванията на производителя в периодите между всеки 20 000 мото часа работа и приети за инвестиция, която ще се включи в РБА за следващия ценови период, в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за ремонт в преноса са коригирани от 635 хил. лв. на 51 хил. лв. или с 584 хил. лв. до отчетената стойност на разхода през 2016 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за публикации са коригирани от 30 хил. лв. на 20 хил. лв. или с 10 хил. лв. до отчетената стойност на разхода през 2016 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите в размер на 465 хил. лв. за „Фонд сигурност на електроенергийната система“ - 5%, не са включени в общите разходи в съответствие с т. 1 от общия подход и чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ;

- разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) са коригирани от 397 хил. лв. на 240 хил. лв. или със 157 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 28 469 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала” НВ на привлечения капитал е коригирана от 7,83% на 4,55% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ- пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2016 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход;

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 40 knm<sup>3</sup>, на стойност 15 хил. лв., до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия на отчетената стойност през 2016 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.



След проведеното на 06.06.2017 г. открито заседание, с писмо с вх. № Е-14-06-6 от 07.06.2017 г. дружеството е представило възраженията си по Доклада, както следва:

1. Срещу направените в справка № 1 „Разходи“ корекции, както следва:

1.1. Срещу извършеното намаление на разходите за амортизации в преноса с 90 хил. лв. на база т. 1.1. от приетия общ подход. Дружеството счита, че намалението е необосновано, немотивирано и не почива на никаква икономическа логика, а само на възприет административен подход за механично намаление на разходите. Следвайки този път, както и с намаляването на разходите за ремонти се ограничават възможностите на дружеството да осигури чрез цената, респективно чрез включените в цената разходи за амортизации, необходимите средства за възстановяване или подмяна на амортизирани дълготрайни активи в производството и преносната мрежа. Заложените разходи за амортизации в прогнозата за новия ценови период са запазени в размер на достигнатите по отчет през 2016 г. Не е ясно на каква база е определен срокът на полезен живот на активите в преноса - 20 г., възприет в общия подход т. 1.1. за новия ценови период, започващ от 01.07.2017 г, при положение, че през 2016 г. при определяне цената за регулаторния период започващ от 01.07.2016 г. в общия подход е възприет срок на полезен живот на активите в преноса - 30 г.

1.2. Срещу намалените разходи за ремонт в производството с 830 хил. лв. в съответствие с т. 1.2. от приетия общ подход, дружеството счита, че предвидените разходи не са с инвестиционен характер, не повишават енергийната ефективност на съоръжението, а целят да запазят техническите характеристики. Предвид пробега на ко-генераторите, през настоящия ценови период дружеството планира извършването на неотложни ремонти в по-голям обем, защото системното редуциране на разходите, необходими за поддържане на съоръженията за комбинирано производство в нормално техническо състояние, би довело до очаквано нарастване дела на аварийните или неплановите ремонти. Според дружеството при дългогодишно съкращаване на мероприятията за текущо поддържане, аварийните ремонти се увеличават прогресивно. С цел предотвратяване на тази негативна тенденция в бъдеще дружеството е направило разчета в ремонтната програма за новия ценови период.

1.3. Срещу намалението на разходите за ремонт в преноса от 635 хил. лв. на 51 хил. лв., с 584 хил. лв. до нивото на отчетените разходи през 2016 г., в съответствие с т. 1.2. от приетия общ подход. Заложените за изпълнение мероприятия по ремонтната програма имат за цел поддържане на първоначалната стандартна ефективност на активите, осигуряване на нормална производствена дейност и недопускане на аварии. Поради тази причина дружеството смята, че е недопустимо привеждането на разходите, заложен в ремонтната програма, до постигнатото през 2016 г., което представлява механично приравняване без да се отчете реалното състояние на преносната мрежа и необходимостта от ремонти през новия ценови период. Направените през 2016г. ремонти са в обем според възможностите на дружеството, т.е. работа в среда с недостиг на средства, а не според техническата и технологична необходимост. Според дружеството протакането във времето и отлагането старта на ремонтите по топлопреносната мрежа го поставят в тежко положение и е реална предпоставка за сериозни аварии в ключови участъци от топлопреносната мрежа. Невъзможността чрез цената да бъдат покрити разходите за аварийни ремонти би довело до пряко влошаване на финансовите показатели на дружеството, увеличение на загубата и проблеми при осигуряване на необходимия оборотен капитал и затруднения в разплащанията, а това пряко влияние върху възможността да се осигурят нормални и безаварийни условия за работа.

1.4. Срещу намаление на разходите за емисии на парникови газове (CO<sub>2</sub>) от 397 хил. лв. на 240 хил. лв. или със 157 хил. лв. като реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 28 4691 се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход, защото при условия на недостиг цените се повишават, което е в съответствие с Заповед № Е-РД-16-305/04.07.2016 г. на Министъра на енергетиката, която определя референтна цена на

тон CO<sub>2</sub> в размер на 7,09 евро/t. За всяка следваща година, предоставяните квоти CO<sub>2</sub> намаляват, което изисква закупуване на по-големи количества.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ НВ на привлечения капитал е коригирана от 7,83% на 4.55% в съответствие с т. 41 от Указания НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2016 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход. Дружеството не е съгласно с начина на определяне на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, приравнена към пределната пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2016 г. по данни на БНБ. Дружеството счита, че данните на БНБ са обобщени средно претеглени за целия пазар и не отразяват данните за привлечения капитал в дружествата в енергетиката. В противоречие на т. 40 от Указания-НВ, Комисията не е взела под внимание статистическите данни за периода (месец, година) за получаване на кредита и изчислената от дружествата норма на привлечения капитал.

3. Срещу извършената в Справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ корекция на разхода на природен газ в комбинираната част на централата с 40 kNm<sup>3</sup>, на стойност 15 хил. лв., до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия на отчетената стойност през 2016 г., в съответствие с т. 5 от общия подход, дружеството счита, че направената промяна не кореспондира с редуцираните разходи за ремонти. При направената корекция не е отчетено действителното техническо състояние на съоръженията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, което не е константно, а зависи от пробега и обема на ремонтно възстановителните мероприятия.

Добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ е определена на 38 лв./MWh, съгласно т. 15 на общия подход, приложен към дружествата от сектор „Топлоенергетика“, но поради факта, че голяма част от топлинната енергия се произвежда от водогрейни котли с гориво природен газ, дружеството предлага да бъде увеличена на 65,00 лв./MWh. Дружеството счита, че промяната ще позволи да бъде утвърдена една социално по-поносима цена на топлинната енергия за потребителите в гр. Враца.

С писмо с вх. № Е-14-06-8 от 23.06.2017 г. „Топлофикация - Враца“ ЕАД потвърждава възраженията си, постъпили с вх. № Е-14-06-6 от 07.06.2017 г. след открито заседание, проведено на 06.06.2017 г.

**След преглед на постъпилите възражения от дружеството Комисията счита:**

1. Възражението на дружеството относно направената корекция на разходите за амортизации в преноса с 90 хил. лв. не се приема. За регулаторни цели Комисията прилага съответната норма, по отношение на този разход, в съответствие с отчетната стойност на ДМА в преноса съгласно справка № 2 „РБА“ и амортизационна норма отговаряща на 20 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход. С оглед осигуряване на по-голям ресурс за инвестиции в преносната мрежа Комисията е преразгледала позицията си от 2016 г. и е намалила срока за амортизации в преносната мрежа от 25 г. на 20 г.

2. Възражението на дружеството относно направената корекция на разходите за ремонт в производството с 830 хил. лв. се приемат частично. Възстановени са 50 хил. лв. от коригираните разходи, предвид представената обосновка, че предвидените разходи не са с инвестиционен характер, не повишават енергийната ефективност на съоръжението, а целят да запазят техническите характеристики, в съответствие с т. 1.2. от приетия общ подход.

3. Възражението на дружеството относно направената корекция на разходите за ремонт в преноса от 635 хил. лв. на 51 хил. лв., с 584 хил. лв. до нивото на отчетените разходи през 2016 г., се приемат частично. Възстановени са 50 хил. лв. от коригираните разходи, предвид представената обосновка, че направените през 2016 г. ремонти са в обем според възможностите на дружеството, т.е. работа в среда с недостиг на средства, а не според техническата и технологична необходимост и в съответствие с т. 1.2. от приетия общ подход.

5. Възражението на дружеството относно направеното намаление на разходите за

емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) от 397 хил. лв. на 240 хил. лв. или със 157 хил. лв. като реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 28 4691 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t не се приема.

С цел недопускане в прогнозните разходи значителни суми за закупуване на квоти, при прогнозни цени на същите, Комисията счита за коректен подход реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 28 4691 t да се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

6. Възражението на дружеството относно направената корекция на нормата на привлечения капитал от 7,83% на 4,55%, в съответствие с Глава втора, Раздел III, т. 41 от Указания – НВ не се приема. Регулаторните правомощия на Комисията включват определяне на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници.

7. Възражението на дружеството относно направената корекция на разхода за природен газ в комбинираната част на централата с 40 хнм<sup>3</sup>, на стойност 15 хил. лв. се приема в съответствие с представената обосновка.

8. Възраженията на дружеството по отношение на добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ не се приемат. Добавките по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ са определени в съответствие с критериите по чл. 24 от НРЦЕЕ и при спазване на принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, с оглед осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между групите клиенти и създаване на стимули за ефективна дейност на регулираните енергийни предприятия, с отчитане на конкретните разходни особености и нива на цените на топлинната и електрическа енергия. Производството на електрическа енергия с водогрейни котли не е технологичен повод за насърчаване чрез по-висока добавка.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Враца” ЕАД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 178,40 лв./MWh, в т. ч.:
  - индивидуални разходи за единица енергия – 140,40 лв./MWh
  - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 75,50 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1. и т. 2:
  - Необходими годишни приходи – 16 086 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 15 268 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 352 хил. лв. и променливи – 9 916 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 11 831 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 6,91%
  - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 996 MWh
  - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 80 746 MWh

#### **7. „Топлофикация ВТ” АД, гр. Велико Търново**

С писмо с вх. № Е-14-05-4 от 03.04.2017 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия и цена на топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“. Към заявлението дружеството е представило на хартиен и електронен носител следните документи:

1. Отчетна информация за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., както и прогнозна такава за новия ценови период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., с приложени справки от № 1 до № 9;
2. Средна цена на природен газ за 2016 г. и 2017 г., Приложение № 2;

3. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2016 г. и за текущия ценови период - Приложение № 3;

4. Отчет за изпълнение на годишната ремонтна и инвестиционна програма за 2016 г.;

5. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия за 2016 г., за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. и прогнозни данни за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. - Приложение № 3;

6. Отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажби за 2015 г., 2016 г. и текущия ценови период до 30.06.2017 г., Приложение 4;

7. Обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за цени през новия ценови период от 01.07.2017 г.;

8. Одитиран годишен финансов отчет на „Топлофикация-ВТ“ АД за 2016 г., вкл. Годишен доклад за дейността;

9. Справки относно ЕССО за целите на регулирането;

10. Справка за дължимите местни данъци и такси за 2017 г.;

11. Справка за изразходвана и фактурирана питейна вода за 2016 г.;

12. Справка за регулаторна база на активите за комбинирано производство, дълготрайни активи за комбинирано производство и амортизация към 31.12.2016 г.;

13. Справка за разходи за амортизации на изградени и предстоящи за въвеждане дълготрайни активи от 01.11.2017 г.;

14. Справка за начисления акциз на природен газ от 01.01.2016 г. – 31.12.2016 г.;

15. Опис на консервираните активи към 31.12.2016 г., извадка от сметка 204;

16. Извадка от сметка 603 „Разходи за амортизации“;

17. Извадка от сметка 499 „Други кредитори“

18. Ремонтна програма за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. на „Топлофикация-ВТ“ АД;

19. Справка за инвестиционната програма за 2017 г.;

20. Справка за договорени мощности в работещи абонатни станции в режим на етажна собственост, Приложение към Справка № 4;

21. Договор за наем на движимо имущество, сключен на 05.01.2015 г.;

22. Договор за разпределение и снабдяване с природен газ № ВТ 64/15.05.2011 г., сключен с „Овергаз Север“ ЕАД;

23. Справка за определяне на необходимия оборотен капитал;

24. Копие от публикации за предварително оповестяване на цени на електрическа и топлинна енергия във вестник „Борба“ и вестник „Янтра Днес“;

25. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване цени на енергия, считано от 01.07.2017 г., без ДДС, както следва:

- преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – **176,99 лв./MWh**, с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – **46,00 лв./MWh**;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – **85,78 лв./MWh**.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на природен газ – 392,36 лв./ $\text{km}^3$ ;

- друг вид гориво (биомаса) – 120,00 лв./t.

**Обосновката на „Топлофикация-ВТ“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., е следната:**

#### **I. Условно-постоянни разходи**

**1. Разходи за амортизации** – отчетените разходи за амортизации на дълготрайни активи (ДА) за 2016 г. са 250 хил. лв., в т. ч. 199 хил. лв. за производство на електрическа и топлинна енергия (от тях 47 хил. лв. за продукта „електрическа енергия“

и 109 хил. лв. общо за двата продукта) и 51 хил. лв. за пренос на топлинна енергия. Прогнозните разходи за амортизации за ценовия период от 01.07.2017 г.-30.06.2018 г. са 251 хил. лв. Завишени са с 1 хил. лв., заради въведени топломери през м. октомври 2016 г. Дружеството посочва, че в прогнозните разходи за амортизации не са включени разходи за амортизации на ДА, предстоящи за въвеждане в действие през новия ценови период, както и на консервирани активи. В разходите отнесени към производството само на топлинна енергия – 43 хил. лв. не са включени амортизации на котли, поради пълното им изхабяване. Прогнозните разходи за амортизации на ДА в преноса на топлинна енергия за новия ценови период са 52 хил. лв. Дружеството посочва, че други промени в амортизацията не се очакват и не предстои извеждане на активи от употреба.

**2. Разходи за ремонт** – отчетените разходи за ремонт през 2016 г. общо са 108 хил. лв., в т. ч. отнесени към производството на електрическа енергия 91 хил. лв., към производството на топлинна енергия 3 хил. лв., общо за двата продукта 3 хил. лв. /текущ ремонт/ и към преноса на топлинна енергия 11 хил. лв. Прогнозните разходи за ремонт в производството за ценовия период 01.07.2017 г.-30.06.2018 г. са 275 хил. лв. За ремонт в производството на електрическа енергия - 200 хил. лв., за ремонт в производството на топлинна енергия – 45 хил. лв. и общо за двата продукта - 5 хил. лв. Прогнозните разходи за ремонт в преноса – 25 хил. лв. Общо прогнозните разходи за ремонт са 275 хил. лв.

**3. Разходи за заплати и възнаграждения** – предвидените разходи за заплати (РЗ) и възнаграждения за прогнозирания ценови период от 01.07.2017 г. са 448 хил. лв. Завишени са с 23 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2016 г. – 425 хил. лв. Завишението е заради подобро финансово състояние през изминалия ценови период, намаляване на загубата от 1 384 хил. лв. за 2015 г. на 667 хил. лв. за 2016 г., във връзка с увеличена минимална работна заплата за страната и завръщане на работа на монтьор от болничен. Посочва се, че в отчетените разходи за РЗ 2016 г. не са включени 8 хил. лв. начислени разходи за неизползвани отпуски /компенсируеми/ за 2016 г. Дружеството заявява, че намалението на отчетените разходи за РЗ за 2016 г. в сравнение с одобрените от КЕВР за предходния ценови период е 59,5 хил. лв., се дължи на:

- намаляването на списъчния състав на персонала, като през 2016 г. с прекратено трудово правоотношение са 11 работника и служители с по-големи заплати, като на тяхно място са назначени 9 работника и служители с по-ниски заплати. Разликата възлиза на 12 хил. лв.;

- отсъствието на петима работници и служители, поради отпуск по болест за по-дълъг период от време през 2016 г.;

- разлика в начислената сума през 2016 г. за допълнително плащане за придобит трудов стаж и професионален опит – 42 хил. лв. Посочената стойност е с 10 хил. лв. повече спрямо 2015 г. – 32 хил. лв., а не както е посочено по-малко в обосновката.

- по-малка изплатена сума през 2016 г. в сравнение с предходния период – с 1 хил. лв. за първите три дни отпуск за временна нетрудоспособност за сметка на работодателя;

- по-малка начислена сума през 2016 г. за извънреден труд с 3 хил. лв., в сравнение с 2015 г.;

**4. Разходи за социални и здравни осигуровки, социални разходи** – прогнозираните разходи за осигуровки са обвързани с разходите за заплати и възнаграждения за ценовия период от 01.07. 2017 г. до 30.06.2018 г. Социалните разходи са предвидени за подпомагане на болни работници – главно за лекарства и медицински консумативи и др. еднократни помощи.

**5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – за ценовия период от 01.07.2017 г. тези разходи възлизат на 608 хил. лв. Горивата за автотранспорт са 15 хил. лв. и те са завишени с 2 хил. лв., в сравнение с отчетените за 2016 г., поради използване на вътрешен транспорт за зареждане на котел ПТ 10 с дървесен чипс. Материалите за текущо поддържане са в размер на 29 хил. лв. и те включват подмяна на резервни части на производственото оборудване и консумативи – масло за

когенератора, свеци и др. Завишени са със 7 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2016 г. Дружеството заявява, че в дейността „Пренос на ТЕ“ разходите за материали за текущо поддържане са свързани с непрекъснати аварии по мрежата, която е много остаряла и се нуждае от основен ремонт. Липсата на финансови средства за основни ремонти и инвестиции в мрежата изисква повече средства за текуща поддръжка. Не са предвидени промени в разходите за охрана през новия ценови период, като те са в размер на 24 хил. лв. Разходите за наем включват:

наем на „Газов генераторен комплект № 7 /когенератор/, съгласно Договор за наем на движимо имущество от 05.01.2015 г. с „Топлофикация Бургас“ ЕАД и наем на телехендер „MANITU“ /телескопичен манипулатор/, съгласно Договор от 01.02.2010 г. с „МИНА Станянци“ АД, гр. София, който се използва за зареждане на биогориво в котлите и като вътрешнозаводски транспорт. Разходите за безплатна храна са завишени с 3 хил. лв. поради завръщане на работници поради болест. Разходите за екология включват: верификация на годишния доклад за емисии парникови газове в размер на 2 хил. лв. и такса за депониране на отпадъци в размер на 6 хил. лв. Дружеството не е прогнозирано приходи от присъединяване на нови потребители, защото от няколко години няма такива.

**II. Променливи разходи** – дружеството заявява, че прогнозната информация по приложения изчислителен модел е разработена с цена на природния газ към датата на подаване на заявлението – 392,36 лв./кпм<sup>3</sup> без ДДС и акциз /280,21 лв.+19,73 + 92,42 лв./кпм<sup>3</sup>/ за „Овергаз Север“ АД, който е доставчик на природен газ за „Топлофикация ВТ“ АД. Отчетените разходи за вода за производство и пренос общо за 2016 г. са 159 хил. лв. За ценовия период 01.07.2017 г.-30.06.2018 г. разходите за вода са завишени със 7 хил. лв. в производството във връзка с въвеждането на котел ПТ 10 в действие – за технологични нужди – очистване на димни газове от прах чрез воден скрубър, а в преноса с 18 хил. лв., поради увеличаващите се аварии по топлопроводната мрежа, която се нуждае от капитален ремонт. Отчетените разходи за акциз за 2016 г. са 166 хил. лв., а прогнозните разходи за акциз са 174 хил. лв., като завишението е поради увеличено количество природен газ за предстоящия ценови период от 01.07.2017 г.

Дружеството посочва, че не е лицензирано по ЗЕ като производител на електрическа енергия, тъй като инсталираната електрическа мощност е 2,8 MWe. Поради тази причина се заплаща акциз за изразходваното количество природен газ за произведената електрическа енергия.

Заложена е добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ в размер на 46,00 лв./MWh.

„Топлофикация-ВТ“ АД представя справка за среднопретеглена норма на възвращаемост на привлечения капитал към 31.12.2016 г., като е изчислена средна норма на възвращаемост на привлечения капитал в размер на 7,39%.

Дружеството посочва, че поради забавени плащания за топлоенергия от битови, бюджетни, общински абонати се затрудняват плащанията на авансовите вноски за природен газ, особено при започване на отоплителния сезон.

Обръща се внимание на това, че дружеството купува природен газ от „Овергаз Мрежи“ АД при по-висока цена с 92,42 лв./кпм<sup>3</sup> без ДДС, което налага ползването на кредити за оборотни средства и търсенето на други алтернативни горива за производство с цел намаляване зависимостта на дружеството от „Овергаз Мрежи“ АД.

**III. Регулаторна база на активите на дружеството** – при определяне признатата стойност на активите за базисна година дружеството приема 2016 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2016 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, към която стойност не са включени:

- активи, несвързани с лицензионната дейност(социални дейности);
- активи, отдадени под наем;
- консервирани ДМА с отчетна стойност 802 830, 65 лв.;

- активи, придобити чрез финансиране с отчетна стойност 502 437,18 лв.;
- лек автомобил с отчетна стойност 28 100,00 лв.;

Разпределение на дълготрайните активи между комбинирано и разделно производство е извършено в зависимост от дела на участие (%) в производствения процес на двата продукта – електрическа и топлинна енергия. Всички останали активи, които са свързани пряко с производството на топлинна енергия извън ИКПЕТЕ /котли, помпи, резервоари и др./ са отнесени към производството на топлинна енергия. Отчетната стойност на ДА, участващи в производството на електрическа енергия е 48% от отчетната стойност на всички активи участващи в комбинираното производство. Дружеството заявява, че база за разпределение е мощността на когенератора – 5,9 MW, в т. ч. 2,8 MW електрическа – 48% и 3,1 MW топлинна енергия – 52%. Отчетната стойност на всички останали активи в производството е отнесена към топлинната енергия. Разпределението на дълготрайните активи между производството на ЕЕ и ТЕ и преноса на топлинна енергия се извършва още с осчетоводяването на активите по отделни сметки в зависимост към коя от двете лицензирани дейности се отнасят.

**IV. Оборотен капитал** – определен е като не по-висока стойност от 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за дейностите за 2016 г., като не са включени разходите за амортизации.

С писмо с изх. № Е-14-05-4 от 27.04.2017 г., на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ, от дружеството е изискано да представи следната допълнителна информация:

1. Обосновка на необходимостта от завишаване на разходите за ремонт в производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия, като се изключат разходите, които имат инвестиционен характер;

2. Писмена обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С писмо към вх. № Е-14-05-4 от 09.05.2017 г., дружеството е представило в КЕВР изисканата допълнителна информация, както следва:

По отношение на разходите за ремонт, дружеството заявява, че инсталацията за комбинирано производство работи около 8 000 работни часа годишно. Съгласно изискванията на завода-производител е необходимо да се извършват дейности и да се подменят части на определени интервали от време с цел да се подsigури безаварийната работа на когенератора. През предстоящия ценови период е необходимо да бъдат извършени и сервизни операции предвидени за период на експлоатация 10 000 работни часа, които не са извършени през 2016 г. и поради това разходите за ремонт са завишени със 110 000 лв. Дружеството посочва, че предходна такава профилактика е извършвана през месец юни 2015 г. В обосновката са посочени необходимите резервни части със съответните стойности, като общите разходи са в размер на 156 018,05 лв. „Топлофикация-ВТ“ АД заявява, че с цел оптимизиране на разходите по поддръжка на инсталацията и подsigуряване на безаварийна работа се извършва дефектовка на частите след което се пристъпва към тяхната подмяна. Дружеството предвижда да бъде извършена химична обработка на топлообменните повърхности, ремонт на топлообменници с подмяна на дефектирали елементи от тръбните снопове и подмяна на течност (антифриз). В топлопреноса дружеството предвижда извършване на ремонтни дейности по отстраняване на пропуски от мрежова вода по топлопроводните магистрали и поради спецификата на терена и не възможността за подмяна на участъци, пропуските се извършват чрез ремонти на авариралите места.

По отношение на получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, дружеството посочва, че те се получават при спечелени съдебни дела, съгласно чл. 78, ал. 8 от ГПК, чл. 37, ал. 1 от Закона за правна помощ и Наредбата за заплащането на правна помощ. През 2016 г. общо получените приходи от

юрисконсултски възнаграждения са 8 557,40 лв., в т. ч.:

- приходи от спечелени 6 броя съдебни дела на районен съд-В. Търново, без да са образувани изпълнителни дела при ЧСИ, поради плащане от длъжниците – 892,28 лв.;
- приходи от спечелени 2 броя дела на Окръжен съд - В. Търново, без да са образувани изпълнителни дела при ЧСИ, поради плащане от длъжниците – 1 200,00 лв.;
- приходи от юрисконсултски възнаграждения от спечелени и образувани 29 изпълнителни дела при ЧСИ – 6 459,12 лв.;

Дружеството посочва, че юрисконсултските възнаграждения се плащат от осъдените длъжници след изплащане на главницата и лихвите по делото.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

За предходния ценови период дружеството отчита с 2,69% по-ниски количества реализирана електрическа енергия. Отчетеното количество реализирана топлинна енергия е с 12,80% по-високо от прогнозното.

Отчетените технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са 43,39%, прогнозните за новия ценови период са 40,83%.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 27,54% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт със 120,00%, последвани от разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 59,16%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период повишение на общата стойност на инвестиционните разходи с 1 400,00%.

#### **Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал**

НВск по отчет за ценовия период е -134 960,20% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е отрицателна величина, която се дължи на ръст на променливите разходи при условията на ръст на продажбите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и намалените продажби на електрическа енергия.

#### **Образуване на цените**

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 275 хил. лв. на 230 хил. лв. или с 45 хил. лв., като разликата над отчетената стойност е за покриване на предвидени, но неизвършени ремонти през предходния ценови период, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите в размер на 194 хил. лв. за „Фонд сигурност на електроенергийната система“ - 5%, не са включени в общите разходи в съответствие с т. 1 от общия подход и чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ;

- разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) са коригирани от 68 хил. лв. на 27 хил. лв. или с 41 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 2 641 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала” НВ на привлечения капитал е коригирана от 7,39% на 4,55%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2016 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

След проведеното на 06.06.2017 г. открито заседание, с писмо с вх. № Е-14-05-7 от 06.06.2017 г. дружеството е представило възраженията си по Доклада, както следва:

#### **I. Относно финансовото състояние на „Топлофикация ВТ” АД**



Дружеството възразява срещу така изготвените анализи и мотиви, с които не се признава преференциалната цена на електрическата енергия, поискана от „Топлофикация ВТ” АД.

В случай, че предложената преференциална цена на електрическата енергия от Комисията бъде утвърдена, това би довело до затвърждаване на невъзможността на дружеството да обслужва текущите си задължения и задълбочаване на лошото финансово състояние.

**II.** Относно използване на общия подход при формиране на ценообразуващите елементи на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“.

- **Разходите за „ремонт“.**

Дружеството счита, че в т. 1 от възприетия общия подход в Доклада, основанийето за корекцията е разликата над отчетената стойност, които са били предвидени, но неизвършени в предходния ценови период, като на соченото основание сумата на корекцията на неизвършените разходи за ремонти е в размер на 15 хил. лв., а не на 45 хил. лв.

- **Разходите за „Фонд сигурност на електроенергийната система“.**

Дружеството смята, че невключването на тази сума в общите разходи и съответно неотнасянето ѝ при формирането на регулираните цени, съгласно ЗЕ и т. 1 от общия подход, при това, че е реален разход за предприятието, би довело до ограничения в инвестиционната дейност и оперативните плащания.

- **Разходите за „емисии парникови газове“.**

В т. 13 от общия подход е записано, че разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, се определят като реално закупените количества от дружествата за 2016 г. се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/т. Закупените количества за 2016 г. са получени като от верифицираните емисии за 2016 г., съгласно годишния доклад на МОСВ се извадят безплатните квоти, във връзка с модернизацията на подходите за производство на електрическа енергия по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО).

Дружеството настоява да се обърне внимание на факта, че съгласно цитираната директива безплатно разпределяните квоти ежегодно намаляват, т.е. количеството квоти за въглеродни емисии, които дружествата трябва да купуват нараства всяка следваща година. За 2017 г. на „Топлофикация ВТ” АД ще бъдат разпределени с 10% по-малко в сравнение с 2016 г. През 2017 г. дружеството ще генерира 5 691 t за които ще направи двойно по-големи разходи. Тези разходи трябва да бъдат включени при формиране на новите цени, влизащи в сила от 01.07.2017 г. В противен случай ще се допусне неправомерно и необосновано намаляване на присъщи за лицензионната дейност разходи за емисии за новия ценови период.

- **Дружеството възразява и по т. 3 от възприетия в Доклада общ подход** по отношение на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, смята че използваните данни са в противоречие на т. 40 от Указания – НВ за получаване на кредита и изчислената от дружествата норма.

„Топлофикация ВТ” АД, изразява мнение, че при съпоставка със статистическите данни на БНБ за пазарните нива на лихвения процент по години и месеци, лихвените проценти са значително над приетите от експертите /от 7-11% за нефинансови предприятия/, т.е. нормата на възвръщаемост (4.55%) е некоректно определена.

**След преглед на постъпилите възражения от дружеството Комисията счита:**

1. Възражението на дружеството относно направената корекция на разходите за ремонт в производството с 45 хил. лв. се приема. Възстановени са 30 хил. лв. от коригираните разходи, предвид представената обосновка и в съответствие с т. 1.2. от приетия общ подход.

2. Възражението по отношение на коригираните разходи за „Фонд сигурност на електроенергийната система“ не се приемат. Основанието за този подход е чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ.

3. Възражението на дружеството относно направеното намаление на разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) не се приема.

С цел недопускане в прогнозните разходи значителни суми за закупуване на квоти, при прогнозни цени на същите, Комисията счита за коректен подход реално закупените количества от дружеството през 2016 г. да се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

4. Възражението на дружеството относно направената корекция на нормата на привлечения капитал на 4.55%, в съответствие с Глава втора, Раздел III, т. 41 от Указания – НВ не се приема. Регулаторните правомощия на Комисията включват определяне на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация ВТ” АД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 191,51 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 145,51 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 46,00 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 86,81 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 6 102 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 028 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 463 хил. лв. и променливи – 4 565 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 626 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,55%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 100 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 19 200 MWh

#### **8. „Топлофикация-Разград“ ЕАД**

С писмо с вх. № Е-14-16-5 от 31.03.2017 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, и еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода. Към заявлението дружеството е представило на хартиен и електронен носител следните документи:

1. Отчетна информация за 2016 г. и за периода 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. и прогнозна за ценовия период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., разработена съгласно справки от № 1 до № 9;

2. Справки по ЕССО за 2016 г.;

3. Отчетна информация за 2016 г., за периода 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. и за ценовия период 01.07.2017 - 30.06.2018 г. за технико - икономическите показатели (Приложение № 3);

4. Отчетна информация за 2016 г., за периода 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. и прогнозна за периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. за инвестиционните и ремонтни мероприятия за лицензионните дейности, (Приложение 3);

5. Цени на горива, изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените (Приложение № 2);

6. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2015 г., 2016 г. и за периода 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. (Приложение № 4);

7. Обосновка за формиране на разходите за периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г.;

8. Одитиран годишен финансов отчет за 2016 г. с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, включително доклад за дейността на

дружеството;

9. Копие на договор за изкупуване на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин № 102, сключен с „Е.ОН България Продажби“ АД (понастоящем „Енерго-Про Продажби“ АД), със съответните приложения;

10. Копие от договор за кредит и анекс № 1 към него;

11. Копие на договор за особен залог на вземания, сключен с „Прокредит банк“ АД и съответните приложения;

12. Споразумение № 1 към договор за покупко-продажба на парично вземане, сключен с „Овергаз Капитал“ АД с Приложение № 1 към него;

13. Копие на договор за разпределение на природен газ № CNT-113928/01.10.2016 г., сключен с „Овергаз Мрежи“ АД;

14. Информация за технологични разходи при пренос на топлинна енергия;

15. Информация за 2016 г., за периода 01.07.2016 - 30.06.2017 г. и за ценовия период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. за електрическата енергия;

16. Доказателства за изпълнение на изискванията на чл. 36а, ал. 1 от ЗЕ за оповестяване на предложените цени в средствата за масова информация;

17. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия 157,39 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин – 111,39 лв./MWh;

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 46,00 лв./MWh,

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“ – 82,27 лв./MWh.

Така предложените цени на енергия са изчислени при цена на природен газ в размер на 384,21 лв./kNm<sup>3</sup>.

„Топлофикация-Разград“ ЕАД заявява, че годишните разходи са планирани във функция от разходите, реализирани през 2016 г. и прогнозните основни параметри на регулираната дейност.

#### ***1. Условно постоянни разходи***

***1. Разходи за амортизации*** – срокът на годност на амортизируеми активи е съгласно счетоводната политика на дружеството при линеен метод на амортизация. Разходите за амортизации са отнесени към дейността, с която са свързани дълготрайните активи.

***2. Разходи за ремонт*** – планирани са съгласно техническите изискванията за ремонт на когенераторната инсталация и реализираните разходи за ремонт през 2016 г. Дружеството планира увеличение на разходите за ремонт, дължащо се изцяло на случилата се през месец октомври 2016 г. авария на Инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия /ИКПТЕЕ/, довела до престой на инсталацията за приблизително 18 дни. Направените разходи по отстраняване на аварията са претендирани към застраховател на база сключена полица „Имущество“, като по предварителни данни дружеството очаква част от тези разходи на приблизителна стойност 44 хил. лв. да не бъдат признати. Така направените разходи ще останат за сметка на „Топлофикация – Разград“ АД и ще бъдат отчетени като разходи за ремонт.

***3. Разходи за заплати и възнаграждения*** – те са планирани на база отчетените такива за 2016 г. За новия период е предвидено минимално увеличение на въпросните разходи, дължащо се на планирано назначаване на минимум 3-ма служители (1 служител – съгласно щатното разписание на дружеството и други двама, поради пенсиониране). Планирано е да бъдат изплатени и обезщетения за пенсиониране на 2-ма служители.

***4. Начисления свързани с т. 3, по действащото законодателство*** – включват

социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.

**5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – разходите за: горива за автотранспорт, работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки (на имущество и персонал) и данъци и такси са планирани на база постигнатите разходи през 2016 г. Поценските разходи, за телефони и абонаменти са на база постигнатите разходи през 2015 г. Дружеството заявява, че планира увеличение на разходите за абонаментно поддържане, като то е свързано с престоя на инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия през 2016 г., дължащ се на настъпили аварии. В началото на 2016 г., следствие продължителна авария, случила се през месец октомври 2015 г., обхванала по-голяма част от отоплителен сезон 2015-2016 г., ИКПТЕЕ не е работила приблизително 21 дни. Допълнително през м. октомври 2016 г., поради нова авария в когенераторната инсталация е отчетен престой за близо 18 дни. В плана е заложено увеличение на разходите за абонаментно поддържане, като са планирани разходи за дните, за които през 2016 г. инсталацията не е работила. Дружеството посочва, че за всеки отработен час на ИКПТЕЕ се начисляват 12,75 евро за абонаментната поддръжка.

Разходите за: въоръжена и противопожарна охрана, наеми, проверка на уреди, съдебни разходи, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, безплатна храна, охрана на труда, командировки, услуги граждански договори, разходи за публикации, разходи за лицензионни такси, такса събрано инкасо, транспорт на 2 автомобила (в т. ч. застраховка „Каско“, гражданска отговорност, данък, винетка и др.), други външни услуги, обучение на персонала, счетоводно и правно обслужване, управление на човешките ресурси, разходи за екология, и други разходи са планирани на база постигнатите разходи през 2016 г. Разходи за служебни карти и пътувания, изпитания на съоръженията, не са планирани. Разходи свързани с нерегулираната дейност са планирани на постигнати разходи през 2016 г., като е предвидена икономия. Приходи от присъединяване и услуги и приходи от топлоносител, не са планирани.

## **II. Промениливи разходи**

1. Разходите за гориво за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия се формират на база на цената на природния газ и необходимото количество гориво. Цената на природния газ включва цената на обществения доставчик и цената за разпределение на природен газ на „Овергаз Мрежи“ АД за лицензионна територия „Север“ и тарифна група с консумация до 10 000 m<sup>3</sup>/г. (84,27 лв./1 000 m<sup>3</sup>).

2. Разходи за вода, за закупена енергия, консумативи (химикали и реагенти) и разходи за външни услуги са на база постигнатите разходи за 2016 г.

3. Дружеството посочва, че акциза на природния газ се формира на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху него, акциз на въглища не е планиран.

4. Разходи за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) са планирани като произведение от закупеното количество емисии и тяхната цена.

Дружеството заявява, че добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ е прогнозирана в размер на 46,00 лв./MWh, като се реферира към решение № Ц-18 от 30.06.2016 г. и договора за разпределение на природен газ с „Овергаз Мрежи“ АД. При отчитане и планиране на разходите, не са взети предвид разходите, съгласно чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, представляващи ежемесечните вноски към Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, които за 2016 г. са в размер на 110 хил. лв.

С писмо с изх. № Е-14-16-5 от 27.04.2017 г. от „Топлофикация Разград“ ЕАД, на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ, и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ, е изискано да представи следната допълнителна информация:

1. Подробна обосновка на разходите за ремонт в производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия, като се посочат ремонтните разходи и

разходите, които имат инвестиционен характер;

2. Подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С писмо към вх. Е-14-16-5 от 09.05.2017 г., дружеството е представило изисканата информация, както следва:

**1. Обосновка на разходите за ремонт в производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия** – за 2016 г тези разходи са в размер на 7 хил. лв. Те включват разходи за ремонт на Инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (ИКПТЕЕ) – ремонт на ротационен разходомер, отстраняване на повреда на аналого-цифров преобразувател на двигателя на ИКПТЕЕ, ремонт на Win Server-a, служещ за архивиране на състоянието на работа на машината. Направени са разходи за ремонт на коректора за обем на газ и електрически блок на главния топломер на централата, ремонт на вторичен електронен преобразувател за измерване на разход на газ, разходи за ремонт на автоматични филтри и други. Разходите за ремонт, свързани с преноса и реализацията на топлинна енергия за 2016 г. са в размер на 18 хил. лв. Те се отнасят до обследване /откриване на течове/ на топлопроводи, ремонтни дейности свързани с изкопни работи с цел отстраняване на аварии и свързани с тях строително-монтажни дейности за възстановяване на пътна и тротоарна настилка, както и други материали, свързани с отчитане на топлинна енергия. Дружеството заявява, че през 2016 г. няма извършени разходи за ремонт с инвестиционен характер.

„Топлофикация Разград“ ЕАД посочва, че разходите за ремонт за новия ценови период са определени на база отчетените през 2016 г., увеличени със сумата от 44 хил. лв., представляваща част от направените разходи за ремонт на ИКПТЕЕ, в следствие на настъпила авария. Дружеството посочва, че това е размерът на разходите за ремонт, който е прогнозирано че няма да бъде покрит от Застрахователя към момента на изготвяне на заявлението за цени. „Топлофикация Разград“ ЕАД посочва, че претендираните суми за ремонт на ИКПТЕЕ към застрахователя са на обща стойност 87 хил. лв., в т. ч. и сумата от 44 хил. лв. Заявява се, че към настоящия момент по сметката на дружеството е изплатена сума в размер на 20 хил. лв., от които около 13 хил. лв. представляват разходи за ремонт. В тази връзка, разликата от реално направените и покрити от застрахователя разходи за ремонт в размер на 74 хил. лв. ще бъде отчетена като разход за ремонт. На практика това означава допълнителна директна загуба за дружеството в размер на 30 хил. лв. Посочва се, че планираните разходи за ремонт нямат инвестиционен характер, тъй като не удължават полезния живот на ИКПТЕЕ.

За новия ценови период са планирани мероприятия, основна част от които са свързани с ремонт на въздушни вентилатори на водогрейните котли, ремонт на мрежови помпи, ремонт на утилизатор на изходящи газове, ремонтни дейности на дымоходите, текущ ремонт на покривните вентилатори на котелен цех, ремонт и подмяна на димогарни тръби и задни камери на водогрейни котли. Планиран е ремонт на филтрите на химическа водоочистка, ремонт на информационно управляваща система и ремонтни дейности на сградния фонд. Дружеството посочва, че ежегодно се отчитат разходи за ремонт на ИКПТЕЕ, които се дължат на възникнали аварийни ситуации, като статистиката показва, че неколккратно годишно, в следствие на аварийни изключвания на машината се извършват аварийни ремонтни дейности, които не са включени в договора за текущо и абонаментно поддържане. Посочва се, че извършването на тези дейности е наложително с цел осигуряване работата на машината и в частта на планираните разходи за производство на електрическа енергия следва да се отчете и необходимостта от извършване на профилактични ремонти дейности на разпределителната уредба на централата - 10/20 kV, пряко свързани с осигуряване на безпроблемната работа на инсталацията.

Дружеството заявява, че въпреки ежегодните инвестиции по

топлопреносната мрежа, през отоплителните сезони се отчитат не малък брой пробиви, които налагат предприемането на незабавни ремонтни дейности. В тази връзка дружеството е планирало разходи за изкопни дейности, материали за отстраняване на констатираните неизправности и строително-монтажни работи, свързани с възстановяване на пътни и тротоарни настилки. Също така са планирани и ремонтни дейности през неотоплителния сезон с цел подобряване състоянието на проблемни участъци от теплопреносната мрежа, създали предпоставки за ограничаване топлоподаването към клиенти. Планирани са ревизия на подвижните и неподвижни опори, дренажите и обезвъздушителите, отстраняване на неизправности по топлинната изолация на теплопреносната мрежа, ремонтни дейности на дренажите по теплопреносната мрежа с цел отвеждане на подпочвените води. Ремонтни дейности на люковете на камерите с цел осигуряване на свободен достъп, както и плътното им затваряне с цел недопускане попадане на повърхностни води върху съоръжението. Ремонт на предпазните устройства, арматурата и фланцовите съоръжения. Друга част от планираните разходи в преноса са свързани с ремонтни дейности в абонатните станции. Основна част от планираните мероприятия са свързани с проверка на състоянието и налягането на сработване на предпазните клапани и отстраняване на констатирани нередности. Планирани са дейности свързани с проверки на изправността на електрическите уредби, заземителните инсталации, ремонт на циркулационни помпи, спирателните вентили, състоянието на дренажите и обезвъздушителите и отстраняване на констатираните нередности и други материали за извършване на ремонтните дейности.

**2. Обосновка на получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения** – през 2016 г. „Топлофикация-Разград“ ЕАД не е претендирала юрисконсултски възнаграждения и съответно няма присъдени такива. До момента, през 2017 г. дружеството има присъдени юрисконсултски възнаграждения на стойност 18,31 лв.

Дружеството е представило опис на претендираните разходи към застраховател и обосновка на характера на изплатеното обезщетение.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 2,71% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 6,60% по-високи от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са с 0,24% по-високи от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 4,76% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт със 176,00%, разходи за заплати и възнаграждения с 3,38% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 1,07%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период повишение на общата стойност на инвестиционните разходи с 97,33%.

#### **Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал**

НВск по отчет за ценовия период е -36,80% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е отрицателна величина, която се дължи на ръст на променливите разходи при условията на ръст на продажбите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и намалените продажби на електрическа енергия.

### Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт в производството са коригирани от 51 хил. лв. на 26 хил. лв. или с 25 хил. лв., като разликата над отчетената стойност за 2016 г. е за покриване на предвидени, но неизвършени ремонти през предходния ценови период, съгласно т. 1 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации;

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала” НВ на привлечения капитал е коригирана от 7% на 4,55% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2016 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход;

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 290 kNm<sup>3</sup>, на стойност 111 хил. лв., до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия до нивото на постижимите стойности за ефективност при нормална експлоатация, в съответствие с т. 5 от общия подход.

След проведеното на 06.06.2017 г. открито заседание с писма с вх. № Е-14-16-7 от 06.06.2017 г. и вх. № Е-14-16-8 от 13.06.2017 г. дружеството е представило следните възражения по Доклада:

1. Дружеството възражава срещу изложеното на стр.12 от Доклада, че „Топлофикация Разград“ ЕАД е присъединена към мрежата на „Булгаргаз“ ЕАД. Дружеството посочва, че е клиент на „Овергаз Мрежи“ АД, за което има сключен договор за разпределение от 01.10.2016 г. и заявява, че в заявлението за утвърждаване на цени отново е предоставило обосновка за включване като ценообразуващ елемент на цената за разпределение, заплащана от „Топлофикация Разград“ ЕАД. Въпреки разменената кореспонденция и проведени срещи в Доклада е отпаднала включената и заплащаната от дружеството цена за разпределение. Всичко това води до месечни загуби от страна на „Топлофикация – Разград“ ЕАД в размер на почти 77 000 лв. през отоплителен сезон или общо до момента 507 905 лв. Реализираните загуби от „Топлофикация – Разград“ ЕАД сериозно влошават ликвидността на дружеството и водят до задлъжняване към доставчиците. Това създава реална опасност в близко бъдеще те да откажат да снабдяват дружеството с необходимите за дейността горива и услуги.

Реално извършени разходи на база на сключен договор, без които няма как да се осъществява дейността на Дружеството, са непризнати от Комисията.

Във тази връзка становището на дружеството е да се коригират предложените в Доклада цени на топлинна и електрическа енергия на „Топлофикация – Разград“ ЕАД, като се вземе предвид заплащаната от дружеството цена за разпределение на природен газ в съответствие със сключения договор за разпределението с „Овергаз Мрежи“ АД.

2. Дружеството възражава срещу извършените корекции на ценообразуващи елементи в справки, както следва:

- В Справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е намалена нормата на възвръщаемост на привлечения капитал от **7.00%** на **4.55%**. Дружеството посочва, че заложената в ценовия модел НВ на привлечения капитал е в съответствие с договорите за кредити на дружеството. Копия от тези договори са предоставени, като приложение към заявлението за цени.

По данни на БНБ средния лихвен процент за ново отпуснати инвестиционни кредити за нефинансови институции през 2016 г. за срок от 1 до 5 години е средно между **5,87%** (за кредити до 1 млн. евро) и **5,51%** (за кредити над 1 млн. евро), каквито са кредитите на дружеството. В допълнение на лихвения процент по кредитите стандартно има такси и комисиони, съпътстващи одобрението и обслужването им, които увеличават

цената им.

Дружеството посочва, че трябва да се има предвид, че посочените по-горе лихви по кредитите са за 2016 г., докато сключените от „Топлофикация Разград“ ЕАД договори за кредит са от 2009 г. и 2013 г., когато лихвите са били съответно **9,32%** и **8,93%** (Източник: БНБ).

„Топлофикация Разград“ ЕАД заявява, че извършва анализ на лихвените нива по инвестиционните кредити. При наличието на благоприятни условия дружеството предприема действия за предоговаряне. С оглед на това предлага да се извърши преразглеждане на извършените корекции и да се отразят реалните лихвени равнища, съгласно предоставените договори за кредит.

- В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е намален с 290 knm<sup>3</sup>, до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия до нивото на постижимите стойности за ефективност при нормална експлоатация, в съответствие с т. 5 от общия подход.

За новия регулаторен период „Топлофикация Разград“ ЕАД е предвидила да произведе 15 957 MWh топлинна енергия /ТЕ/ и 17 640 MWh електрическа енергия /ЕЕ/ с 4 560 knm<sup>3</sup> природен газ. При долна работна калоричност на горивото 8 250 kcal/knm<sup>3</sup> и направени изчисления по утвърдения „Алгоритъм за пресмятане за 2017 г.“ със Заповед на Министъра на енергетиката № Е-РД-16-23/05.01.2017 г. се получава обща енергийна ефективност /ОЕЕ/ общо=76,8%. Във връзка с Наредба № РД-16-267 от 2008 г. на МЕ - чл. 4, ал. 1, т. 1 за тип ИКПТЕЕ /двигател с вътрешно горене/, за да се признава комбинираното производство за високо ефективно е необходимо ОЕЕ общо да е по-голямо или равно на 75%. Предвид факта, че долната работна калоричност на природния газ, която участва в изчисленията, не е известна предварително, за новия регулаторен период е прието ОЕЕ общо=75% - нормативно допустимо.

Дружеството е представило ОЕЕ за последните 5 години:

| Година | 2012  | 2013  | 2014  | 2015  | 2016  |
|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
| ОЕЕ    | 75,8% | 75,2% | 77,1% | 78,5% | 77,0% |

Дружеството посочва, че количествата ТЕ, ЕЕ и природен газ в комбинираната част на централата, заложи в предложения ценови модел, са взаимно свързани, логични, реално постижими и обосновани. Намалването на природния газ с 290 knm<sup>3</sup> би означавало работа на инсталацията през летния период с по-малко от 40 денонощия, което дружеството не може да си позволи спрямо своите клиенти.

Намалването на разхода на природен газ за комбинирано производство с 290 knm<sup>3</sup> би означавало още ОЕЕ за новия регулаторен период да бъде 82%, което е нереално и непостижимо, още повече, че нормативната уредба - Наредба № РД-16-267 не го изисква за този тип инсталация.

**След преглед на постъпилите възражения от дружеството Комисията счита:**

1. Възражението на дружеството относно изложеното в Доклада, че „Топлофикация Разград“ ЕАД е присъединена към мрежата на „Булгаргаз“ ЕАД не се приема. Комисията е изисквала от „Овергаз Мрежи“ АД с оглед близкото разположение на „Топлофикация Разград“ ЕАД до АГРС на „Булгаргаз“ ЕАД да внесе в Комисията заявление за утвърждаване на цена за разпределение по газоразпределителната мрежа, отразяваща специфичните разходи, формиращи цената за разпределение през газопровода от „Топлофикация Разград“ ЕАД до АГРС на „Булгаргаз“ ЕАД. Дружеството посочва, че е клиент на „Овергаз Мрежи“ АД, за което има сключен договор за разпределение от 01.10.2016 г. въз основа изкупен капацитет и придобита собственост на газопровода. Въпреки формалните основания „Топлофикация Разград“ ЕАД да се причислява като клиент на газоразпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД, разходите, които предизвиква по отношение на снабдяването през газоразпределителната мрежа, са



значително по-ниски от всеки друг клиент, присъединен към същата мрежа. При формален подход от страна на Комисията, клиентите на „Топлофикация Разград“ ЕАД ще бъдат натоварени неправомерно със значителни разходи, които не са предизвикали и ще се създадат реални условия за откази от услугата „топлинаоснабдяване“.

2. Възражението на дружеството относно направената корекция на нормата на привлечения капитал от 7% на 4.55%, в съответствие с Глава втора, Раздел III, т. 41 от Указания – НВ не се приема. Регулаторните правомощия на Комисията включват определяне на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници.

3. Възражението на дружеството относно направеното намаление на разхода на природен газ за новия ценови период с 290 kNm<sup>3</sup> не се приема. Въпреки, че газовият двигател покрива нормативните изисквания за производство на енергия по високоефективен способ, прогнозните стойности на общата енергийна ефективност са доста по-ниски от реалните стойности на подобни инсталации в другите топлофикационни дружества, както и не са в съответствие с нормативните паспортни характеристики на конкретната инсталация и с т. 5 от общия подход.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация-Разград“ ЕАД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 159,54 лв./MWh, в т. ч.:
  - индивидуални разходи за единица енергия – 121,54 лв./MWh
  - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 73,96 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
  - Необходими годишни приходи – 4 503 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 4 326 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 517 хил. лв. и променливи – 2 809 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 3 209 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 5,52%
  - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 16 300 MWh
  - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 25 720 MWh

## **9. „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив**

С писмо с вх. № Е-14-56-3 от 02.05.2017 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия и цена на топлинна енергия, произведени по комбиниран начин, към което е приложена следната информация:

1. Отчетна информация за 2016 г., разработена във форма и съдържание, съгласно справки от № 1 до № 9;
  2. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., съгласно справки от № 1 до № 9;
  3. Отчетна информация за 2016 г. и за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. и прогнозна информация за ценовия период 01.07.2017 - 30.06.2018 г. на технико-икономическите показатели за лицензионните дейности (Приложение № 3).
  4. Средна цена на природен газ за периода 10.2016 г. – 03.2017 г. (Приложение № 2);
  5. Отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите (Приложение № 4);
  6. Доказателство за оповестяване на цените, публикация във в-к „Марица“ на 27.04.2017 г.
  7. Представен е документ за платена вноса от годишна лицензионна такса.
- Дружеството допълнително е представило документ за платена такса за разглеждане на заявление за цени.

**Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2017 г.:**

- преференциална цена на електрическа енергия – 294,78 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 70,00 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на електрическа и топлинна енергия са изчислени при следните параметри:

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 60,00 лв./MWh;
- цена на природен газ – 280,21 лв./knm<sup>3</sup>.

С писмо с вх. № Е-14-56-3 от 23.05.2017 г. дружеството допълнително е представило нечетливо копие на одитиран ГФО за 2016 г., отчетени условно-постоянни разходи за 2016 г. и предходния ценови период и прогнозни УПР за новия ценови период в приложение № 3.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 9,94% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са равни на прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 355,71% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г. ), вследствие на ръста на разходите за амортизации със 155,81% и разходите за заплати и възнаграждения със 147,62%. Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през следващия регулаторен период.

#### **Образуване на цените**

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са намалени от 110 хил. лв. на 85 хил. лв., т.е. с 25 хил. лв., в съответствие с отчетната обща стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма, съгласно т. 1.1 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала” НВ на привлечения капитал е коригирана от 7,92% на 4,55%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2016 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 12 knm<sup>3</sup>, на стойност 5 хил. лв., до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия до нивото на постижимите стойности за ефективност при нормална експлоатация, в съответствие с т. 5 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса” технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 1 112 MWh (44,55%) на 412 MWh (16,51%), или със 700 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Юлико Евротрейд“ ЕООД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 235,39 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 197,39 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 68,75 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 575 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 540 хил. лв., от които условно-постоянни – 294 хил. лв. и променливи – 246 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 772 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 836 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 2 084 MWh

**10. „Овергаз мрежи“ АД - ЛОЦ „Овча купел“**

С писмо с вх. № Е-15-57-18 от 30.03.2017 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия и на топлинна енергия за следващия ценови период, към което е приложило следната информация и документи на хартиен и електронен носител:

1. Одитиран годишен финансов отчет за 2016 г. с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, включително доклад за дейността на дружеството;

2. Справки за 2016 г. по ЕССО;

3. Отчетна информация за 2016 г., за периода 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. и за ценовия период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., разработена във форма и съдържание съгласно правилата за ценообразуване съгласно справки от № 1 до № 9;

4. Отчетна информация за 2016 г., за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. и за ценовия период 01.07.2017 – 30.06.2018 г. за технико – икономическите показатели (Приложение № 3);

5. Отчетна информация за 2016 г., за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. и за ценовия период 01.07.2017 – 30.06.2018 г. за инвестиционните и ремонтни мероприятия за дейностите производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия (Приложение № 3);

6. Цени на горива, изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените (Приложение № 2);

7. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2015 г., 2016 г. и за периода 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. (Приложение № 4);

8. Обосновка за формиране на разходите за производство на топлинна и електрическа енергия и за пренос на топлинна енергия.

9. Копие от договор за изкупуване на електрическа енергия.

10. Технологични разходи при пренос на топлинна енергия.

11. Информация за 2016 г., за периода 01.07.2016 г.- 30.06.2017 г. и за ценовия период 01.07.2017 г.- 30.06.2018 г. за електрическата енергия.

12. Доказателства за изпълнение на изискванията на чл. 36а, ал. 1 от ЗЕ за оповестяване на предложените цени в средствата за масова информация – публикация на страницата в интернет на дружеството;

13. Доказателства за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия, в т. ч.:
  - индивидуална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран способ – 185,22 лв./MWh без ДДС;
  - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - 46,00 лв./MWh без ДДС).
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 127,07 лв./MWh без ДДС.

Така предложените цени на енергия са изчислени с цена на природен газ 423,14

лв./кнм<sup>3</sup> и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 46 лв./MWh.

### **Обосновката на дружеството е следната:**

Годишните разходи са планирани във функция от разходите, реализирани през 2016 г. и прогнозните основни параметри на регулираната дейност.

#### **I. Условно постоянни разходи:**

##### **1. Разходи за амортизации:**

Срокът на годност на амортизуемите активи е съгласно счетоводната политика на дружеството при линеен метод на амортизация. Разходите за амортизации са отнесени към дейността, с която са свързани дълготрайните активи.

2. Разходи за ремонт - Планирани са съгласно техническите изискванията за ремонт на когенераторната инсталация и реализираните разходи за ремонт през 2016 г.

3. Разходи за заплати и възнаграждения - планирани са на нивото на 2016 г. .

4. Начисления, свързани с т. 3 по действащото законодателство

Включват социално осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.

5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са на база постигнатите разходи през 2016 г., като не са планирани следните разходи: горива за автотранспорт, работно облекло, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, съдебни разходи, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, безплатна храна, охрана на труда, служебни карти и пътувания, командировки, услуги по граждански договори, разходи за публикации, изпитания на съоръженията, разходи за лицензионни такси, такса събрано инкасо, други разходи, разходи, свързани с нерегулираната дейност, приходи от присъединяване и услуги, приходи от топлоносител.

#### **II. Променливи разходи:**

##### **1. Разходи за материали**

1.1. Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия - формират се на база на цената на природния газ и количеството, необходимо гориво за комбинирано производство на енергия. Цената на природния газ включва цената на обществения доставчик + цената за разпределение и снабдяване с природен газ за консумация до 400 кнм<sup>3</sup>/год.

1.2. Разходи за гориво за производство на топлинна енергия - формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за производство на топлоенергия. Цената на природния газ включва цената на обществения доставчик и цената за разпределение и снабдяване с природен газ за консумация до 400 кнм<sup>3</sup>/год.

1.3. Разходи за вода - не са планирани.

1.4. Разходи за закупена енергия - на база постигнатите разходи за 2016 г.

1.5. Консумативи (химикали, реагенти)- не са планирани.

2. Разходи за външни услуги – не са планирани.

3. Акциз на природния газ – формира се на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ.

4. Акциз на въглищата за производство на топлинна енергия – не е планиран.

5. Разходи за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) – не са планирани.

С писмо с изх. № Е-15-57-18 от 27.04.2017 г. от дружеството са били допълнително изискани:

1. Подробна обосновка на разходите за ремонт в производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия, като се посочат ремонтните разходи и разходите, които имат инвестиционен характер.

2. Подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С писмо с вх. № Е-15-57-18 от 05.05.2017 г. от дружеството е постъпила следната

информация:

*По т. 1 „Овергаз Мрежи“ АД - ЛОЦ „Овча купел“ посочва, че разходите за ремонт осигуряват и гарантират нормалната експлоатация на ИКПТЕЕ и без тях е невъзможно производството на електрическа и топлинна енергия. Според дружеството за нормалното функциониране на ИКПТЕЕ, съгласно техническите изисквания на производителя, е необходимо на всеки 1500 h работа на инсталацията да се извършва профилактика и подмяна на определени елементи на двигателя на когенератора. Неспазването на тези изисквания води до прекратяване на работата на ИКПТЕЕ.*

*Посочени са разходите за ремонт за 2016 г. в размер на 11 хил. лв. и включват: сервизно обслужване на когенератора, ремонт на газов сектор, контрол на газсигнализационната система, ремонт на генераторен прекъсвач. Дружеството уточнява, че през 2016 г. не е извършвало ремонтни разходи с инвестиционен характер.*

*За новия регулаторен период 01.07.2017 г.- 30.06.2018 г. разходите за ремонт са планирани съгласно техническите изисквания за ремонт на когенераторната инсталация и реализираните разходи за ремонт през 2016 г. За плановия период не са включени разходи с инвестиционен характер.*

*По т. 2 „Овергаз Мрежи“ АД - ЛОЦ „Овча купел“ посочва, че няма получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения за 2016 г.*

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

За ценовия период дружеството отчита с 4,31% по-ниски количества на произведената електрическа и по-високи с 8,78% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 4,42% по-ниски, а за топлинна енергия с гореща вода са с 0,13% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 2,27% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), вследствие на намалените разходи за амортизации с 12,50%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

#### **Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал**

НВск по отчет за ценовия период е -5,61% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е отрицателна величина, която се дължи на ръст на условно-постоянните и променливи разходи при условията на намалени продажби, както на електрическата така и на топлинната енергия с топлоносител гореща вода.

#### **Образуване на цените**

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- допълнително добавената разходна позиция „Транспорт“ е коригирана от 12 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 12 хил. лв., при отчетено ниво на разхода през 2016 г. от 12 хил. лв., като неприсъщ разход съгласно т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „информационно обслужване“ е коригирана от 16 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 16 хил. лв., при отчетено ниво на разхода през 2016 г. от 16 хил. лв., като неприсъщ разход съгласно т. 1 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 3 knm<sup>3</sup>, на стойност 2 хил. лв., до достигане на общата енергийна ефективност на

използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия на отчетената стойност през 2016 г., в съответствие с т. 5 от общия подход;

- разходът на природен газ във водогрейната част на централата е коригиран с 11  $\text{knm}^3$  в съответствие с т. 5 от общия подход и реалните възможности за ефективно производство на топлинна енергия в рамките на постигнатата обща енергийна ефективност.

- собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени от 77 MWh на 42 MWh или с 35 MWh, в съответствие с експлоатационното ниво на разхода за подобни инсталации и съгласно т. 4 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 308 MWh на 188 MWh или със 120 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход.

След проведеното на 06.06.2017 г. открито заседание, с писма с вх. № Е-15-57-23 от 06.06.2017 г. и № Е-15-57-24 от 13.06.2017 г. дружеството е направило следните възражения по Доклада:

1. В справка № 1 - „Разходи“ са извършени следните корекции:

1.1 Нулирана е допълнително добавената разходна позиция „транспорт“. Тези разходи включват наем и поддръжка (в т. ч. застраховка „Каско“, гражданска отговорност, данък, винетка и др.) на 1 автомобил. Автомобилът се използва за обезпечаване на лицензионната дейност на дружеството - аварийна, производствена, търговска, ремонтна и др. Планирани са на база годишните разходи за 2016 г.

1.2 Нулирана е допълнително добавената разходна позиция „информационно обслужване“. Информационното обслужване включва разходи за ползване и поддръжка на компютри, интернет и софтуер, издаване на фактури и експорт на финансови документи за разпределените количества топлинна енергия в система САП. Планирани са на база годишните разходи за 2016 г.

Добавянето на допълнителни позиции на разходите в ценовия модел има за цел детайлното им представяне. Според дружеството посочените разходи са свързани с лицензионната дейност съгласно разпоредбите на НРЦТЕ, НРЦЕЕ и Указания-НВ. В тази връзка дружеството счита, че Комисията следва да включи тези разходи в ценовия модел.

2. В справка № 4 - „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

2.1 Намалено е количеството на гориво природен газ във водогрейната част на централата с 11  $\text{knm}^3$ . С намаляването на количеството природен газ се цели да се постигнат реалните възможности за ефективно производство на топлинна енергия. Но не се отчитат следните факти:

При определяне на топлинната ефективност трябва да се има предвид, че водогрейните котли за производство на топлинна енергия са на 18 години, а газовите горелки са на 13 години. Въпреки, че са в експлоатационния си срок в резултат на отработените часове котлите влошават техническите си характеристики, респ. намалява топлинната ефективност.

В резултат на направената корекция е определена топлинна ефективност за новия регулаторен период от 91,9%. До настоящия момент дружеството не е постигало такава стойност, а напротив, с увеличение на отработените часове тенденцията е да намалява топлинната ефективност. В тази връзка дружеството счита, че приложената корекция на количеството природен газ следва да отпадне.

2.2 Разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 3  $\text{knm}^3$ , до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия на отчетената стойност през 2016 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

Двигателят на когенератора е работил повече от 8 години, надхвърлил е 54 000 h работа и има техническа амортизация, и според дружеството не може да се очаква да работи със същата ефективност, както в началото на експлоатацията му.

2.3 Намален е делът на количеството на електрическата енергия за собствени

нужди от 6.78% (77 MWh) на 3.70% (42 MWh) и респективно количеството с 35 MWh в съответствие със средния разход за подобни инсталации. За 2016 г. делът на електрическата енергия за собствени нужди е 6.82%, докато за новия регулаторен период дружеството е предложило 6.78%, т.е. има намаление.

Според дружеството, ЛОЦ „Овча купел“ е малка централа и всички възможности за редуциране на собствените нужди от електрическа енергия са изчерпани. Собствените нужди покриват само и единствено работата на помпите за транспортиране на топлоносителя до потребителите и осветлението на централата. Помпите работят 365 дни в годината и 24 h в денонощието. Дружеството счита, че за да се изпълни корекцията за редуциране на количеството електрическа енергия за собствени нужди с 45.5%, трябва с приблизително същия процент да се ограничи времето за работа на помпите, които транспортират топлоносителя до потребителите. Според дружеството, изпълнение на изискването за намаление с 35 MWh на собствените нужди от електрическа енергия определено ще доведе до проблеми в нормалната работа на централата и на практика е неизпълнимо. Дружеството категорично счита, че тази корекция не трябва да се прилага.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 308 MWh на 188 MWh или със 120 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход.

Отчетните технологични разходи за 2016 г. са в размер на 451 MWh, а за периода 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. са 491 MWh. За новия регулаторен период те са намалени на 308 MWh, т.е. не съществуват никакви резерви за тяхната редукция. Дружеството категорично счита, че тази корекция трябва да отпадне.

Според дружеството, в резултат от непризнаването на разходи и намаляването на количеството природен газ, количеството електрическа енергия за собствени нужди и технологичните разходи по преноса, през последните 5 години е отчитало загуба, като натрупаната загуба към 31.12.2016 г. е над 400 хил. лв.

**След преглед на постъпилите възражения от дружеството Комисията счита:**

1. Възражението на дружеството относно направената корекция на допълнително добавената разходна позиция „транспорт“ се приема частично, с оглед изложените аргументи от страна на дружеството. Възстановени са 2 хил. лв. от коригираните за покриване на застраховка „Каско“, гражданска отговорност, данък и винетка на 1 автомобил.

2. Възражението на дружеството относно направената корекция на допълнително добавената разходна позиция „информационно обслужване“ се приема частично. Възстановени са 2 хил. лв. от коригираните за покриване на дейността издаване на фактури.

3. Възражението на дружеството относно направеното намаление на разхода на природен газ за новия ценови период с 11 kNm<sup>3</sup> във водогрейната част на централата се приема частично. Възстановени са 1 kNm<sup>3</sup> до достигане на топлинната ефективност до стойност 89,8%, в съответствие с експлоатационните характеристики на котела.

4. Възражението на дружеството относно направеното намаление на разхода на природен газ за новия ценови период с 3 kNm<sup>3</sup> в енергийната част на централата не се приема. В рамките на новия ценови период няма основания за очаквания за отклонения от вече постигнати нива на ефективно производство. Корекцията цели достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия до отчетената стойност през 2016 г. и в съответствие с т. 5 от общия подход.

5. Възражението на дружеството относно направеното намаление на собствените нужди от електрическа енергия в енергийната част на централата не се приема. Комисията разполага с регулаторното правомощие да изисква спазването на най-добрите разходни практики по отношение на отделни позиции.

6. Възражението на дружеството относно направеното намаление на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия от 308 MWh на 188 MWh или

със 120 MWh не се приема. Комисията разполага с регулаторното правомощие да изисква спазването на най-добрите разходни практики по отношение на отделни позиции и в съответствие с т. 6 от общия подход.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Овергаз мрежи” АД (ЛОЦ „Овча купел) за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 255,91 лв./MWh, в т. ч.:
  - индивидуални разходи за единица енергия – 209,91 лв./MWh
  - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 46,00 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 104,45 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
  - Необходими годишни приходи – 456 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 398 хил. лв., от които условно-постоянни – 191 хил. лв. и променливи 207 хил. лв.;
    - Регулаторна база на активите – 751 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 7,78%
  - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 095 MWh
  - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 685 MWh

#### **11. „Топлофикация Русе” ЕАД**

С писмо с вх. № Е-14-09-8 от 03.04.2017 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин и цени на топлинна енергия, с топлоносител „гореща вода“ и „пара“. Към заявлението дружеството е представило на хартиен и електронен носител следните документи:

1. Отчетна информация за 2016 г. и за периода 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. и прогнозна за ценовия период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., разработена съгласно справки от № 1 до № 9;
2. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. (Приложение № 3);
3. Цени на горива, изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените (Приложение № 2);
4. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите „производство на топлинна и електрическа енергия“ и „пренос на топлинна енергия“, за 2016 г. и за 2017 г.
5. Обосновка на предложените за изменение цени на топлинна и електрическа енергия за периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г.
6. Одитиран годишен финансов отчет за 2016 г. с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, вкл. доклад за дейността;
7. Справки по ЕССО;
8. Данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологични разходи на топлинна енергия при преноса;
9. Справка за признатата стойност на активите по чл. 27 от Указанията за образуване на цените на топлинна и електрическа енергия;
10. Обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, придружени с доказателства и подробна аргументация относно необходимостта и икономическата им целесъобразност;
11. Копие на договори за изкупуване и за продажба на електрическа енергия за 2017 г. с всички приложения към тях, вкл. спецификациите към договорите;
12. Копие на договори за доставка, съхранение и контрол на горивата, придружени с копия на платени фактури;



13. Доказателство за оповестяване в средствата за масово осведомяване на предложението за изменение на действащите цени – копие на публикация във в. „Утро“ от 01.03.2017 г.;

14. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

**Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2017 г., както следва:**

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 198,60 лв./MWh;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител „пара“ – 81,41 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“ – 71,64 лв./MWh, с добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh.

Цените на енергия са изчислени с цена на:

- природен газ – 389,91 лв./ $\text{knm}^3$  при калоричност 8 168 kcal/ $\text{knm}^3$ ;

- въглища – 236,15 лв./t при калоричност 5 900 kcal/kg;

- мазут – 761,27 лв./t при калоричност 9 569 kcal/kg;

- биогориво – 103,00 лв./t при калоричност 3 781 kcal/kg.

**Дружеството е представило обосновка на предложените за изменение цени на топлинната и електрическата енергия за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., както следва:**

**1. Производствени показатели** – дружеството заявява, че като базова година при планиране на цените от 01.07.2017 г. са използвани данните от текущия ценови период, т.е. 01.07.2016 г. ÷ 30.06.2017 г. През текущия и прогнозния ценови период продажбите на топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“ са по-малки спрямо отчетените за 2016 г. Дружеството посочва, че това се дължи на факта, че през 2016 г. са регистрирани по-ниски от средните зимни температури. През текущия и прогнозния ценови период продажбите на топлинна енергия с топлоносител „пара“ са по-ниски от тези през 2016 г. във връзка с оптимизация на потреблението на топлинна енергия от клиентите на пара, резултатите от което вече са потвърдени от намалените топлинни товари през последните три месеца. В съответствие с това ще е по-малко и отпуснатата от топлоизточника топлинна енергия. Заявява се, че количеството на произведената електрическа енергия, в т. ч. и тази от високоефективно комбинирано производство е в съответствие с произведената топлинна енергия. Дружеството заявява, че за новия ценови период електрическата енергия за собствени нужди като абсолютна стойност е незначително завишена спрямо отчетената през 2016 г. във връзка с работата на допълнителна помпа за обратна вода, което е наложително за спазване на екологични изисквания.

**Горива за производство** – „Топлофикация Русе“ ЕАД посочва, че от 2017 г. има сериозни ограничения за емисиите на прах, азотни и серни оксиди, изразяващи се както в изисквания за спазване на определени концентрации в димните газове, така и в лимитирани максимални годишни количества, намаляващи ежегодно. Посочва се, че при работа с проектната горивна база тези лимити не биха могли да бъдат спазени, а надхвърлянето им е недопустимо и може да доведе до разпореждане от МОСВ за спиране на централата. По тази причина до приключване на мерките за поетапно преминаване към нова схема на работа, позволяваща спазването на екологичните норми, се налага използването на въглища с ниско съдържание на сяра, както и замяна на част от въглищата с природен газ. Посочва се, че проведените експерименти са доказали, че такава практика спомага за подобряване на екологичните показатели. Във връзка с това за новия ценови период дружеството е предвидило използването на допълнителни количества природен газ, при запазване на общото количество на условното гориво същото като за текущия ценови период.

За осигуряване на течното шлакоотделяне, за каквото са проектирани парогенераторите в „Топлофикация Русе“ ЕАД, за следващия ценови период е планирано

непрекъснатото дозиране на варовик, с цел намаляване точката на топене на пепелта. Това се налага по следните причини, които водят до понижаване на температурата в долната част на пещна камера:

- работа с намалени товари за минимизиране на некомбинираното производство;
- изменение на температурните полета в пещта във връзка с изгарянето на природен газ съвместно с въглищата.

Дружеството посочва, че е нужно да се осигурят условия, при които пепелта да образува стопилка, да не застива и да не затваря шлаковия отвор, което се постига с компоненти, увеличаващи дела на металните оксиди, при което съответно се намалява процента на силициевите такива. За тази цел са предвидени разходи за варовик, необходими за надеждната и непрекъсната работа на централата.

## **II. Икономически показатели**

**Разходи за основно гориво** – разчетите за цени на електрическа и топлинна енергия са изготвени при цена на въглища, определена както следва:

■ Складовата наличност към 01.03.2017 г.: 14 675 т. въглища, доставени през м. януари и февруари 2017 г. по средна цена 234,52 лв/т.

■ Очаквани доставки на въглища:

- през периода **от 01.03. 2017 г. - 30.06. 2017 г.** – 55 000 т. по доставна цена 127,00 USD/t с включени транспортни разходи до пристанище Русе при калоричност 6 000 kcal/kg.

Дружеството посочва, че за периода са предвидени допълнителни разходи за разтоварване и съхранение на въглищата, митническо складиране към всеки съд при внос, стоков и количествен контрол, вземане и разработване на проби на Пристанище Русе в размер на 4,98 лв./т;

- през периода **01.07. 2017 г. – 31.12.2017 г.:** 85 000 т. по доставна цена 127,00 USD/t с включени транспортни разходи до пристанище Русе, при калоричност 6000 kcal/kg.

Допълнителни разходи за разтоварване и съхранение за периода са предвидени в размер на 4,98 лв./т;

- необходими количества за обезпечаване на производството за периода 01.01. - 30.06.2018 г.: 65 000 т по доставна цена 127,00 USD/t с включени транспортни разходи до пристанище Русе, при калоричност 6 000 kcal/kg, плюс допълнителни разходи за разтоварване и съхранение: 4,98 лв./т.

Среднопретеглена цена между наличните количества на склад към 01.07.2017 г. и по доставки в рамките на ценовия период: **236,15 лв./т.**

Дружеството посочва, че е използван валутен курс на долара от 31.03.2017 г. по данни на БНБ – 1,82158 лв./USD.

За прогнозния период дружеството е използвало цена на природния газ в размер на 389,91 лв./квт<sup>3</sup>, съгласно Проект за Решение на КЕВР за второ тримесечие на 2017 г. Цената на мазута в размер на 761,27 лв./т е определена на база наличните количества на склад към 01.03.2017 г.

„Топлофикация Русе“ ЕАД заявява, че **УПР** са прогнозирани при отчитане влиянието на следните фактори:

- **основните елементи на УПР (разходи за материали, външни услуги и други)**, са прогнозирани на база разчети за необходимите разходи на дружеството за регулаторния период. Дружеството е приложило документи към обосновката за исканото завишение на някои разходи, свързани с изменения на нормативната база (увеличение на данък „Сгради“ от 1,2 на 2,0 промила в Община Русе, Постановление № 372 от 22 декември 2016 г. за определяне на нов размер на минималната работна заплата за страната);

- **Разходите за работна заплата** са формирани при средносписъчен брой персонал по отчет за 2016 г. и размер на средната брутна заплата на 1 лице от персонала, достигнат през 2012 г., завишен с индекс 1,01. Средствата за осигурителни вноски са изчислени при среден процент на осигуровките от 2016 г., завишен с 0,56%, съгласно

промените в Закона за бюджета на ДОО и Кодекса за социалното осигуряване от 01.01.2017 г. Разходите за социални дейности в размер на 72 хил. лв. са гласувани на Общо събрание на работниците и служителите, съгласно чл. 45 ал. 1 и ал. 2 от КТД;

- **Разходите за ремонт** са планирани на база неотложни потребности от основни ремонти и текуща поддръжка на съоръженията;

- **Разходите за амортизации** са изчислени при спазване изискванията на чл. 31 и чл. 31.1 от Указанията за образуване на цените на ТЕ и ЕЕ;

- **Регулаторната база на активите** е изчислена при спазване изискванията на чл. 30 от Указанията за образуване на цените на ТЕ и ЕЕ;

- **Нормата на възвращаемост на собствения капитал** е съгласно указанието за прилагане в размер, утвърден от КЕВР за предходния ценови период.

В резултат на извършените изчисления по Справки-приложения от № 1 до № 9, са прогнозирани необходимите приходи от дейността в размер на 91 367 хил. лв. При прилагане на коефициентите за разделяне на разходите в енергийната част, изчислени в Справка № 6, се формират цени за енергия, както следва:

- Преференциална цена на електрическа енергия – 198,60 лв./MWh;

- Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител „пара“ – 168,57 лв./MWh;

- Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“ – 126,71 лв./MWh;

Дружеството предлага цените на топлинната енергия за новия ценови период да не надхвърлят утвърдените цени за настоящия ценови период с цел продажба на топлинна енергия по социално поносими цени и за стимулиране на високоефективното комбинирано производство.

В тази връзка са предложени за утвърждаване, считано от 01.07.2017 г. горецитираните цени.

С писмо с изх. № Е-14-09-8 от 25.04.2017 г. от „Топлофикация Русе“ ЕАД, на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ, и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ, е изискано да представи следната допълнителна информация:

1. Аргументирана обосновка за цената на основното гориво-въглища;
2. Подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С писмо към вх. № Е-14-09-8 от 03.05.2017 г дружеството е представило следната допълнителна информация:

Разходите за основно гориво на „Топлофикация Русе“ ЕАД, на база на които са направени разчетите за цени на електрическа и топлинна енергия, са изготвени, както следва:

**1. Очаквани доставки на въглища:**

- през периода от 01.03.2017 г. - 30.06.2017 г.- 55 000 t. по доставна цена 127,00 USD/t с включени транспортни разходи до пристанище Русе;

За периода са предвидени допълнителни разходи за разтоварване и съхранение на въглищата, митническо складиране към всеки съд при внос, стоков и количествен контрол, вземане и разработване на проби на Пристанище Русе размер на 4,98 лв./t.

- през периода 01.07.2017 г. - 31.12.2017 г.: 85 000 t. по доставна цена 127,00 USD/t.

включени транспортни разходи до пристанище Русе.

Допълнителни разходи за разтоварване и съхранение за периода са предвидени в размер на 4,98 лв./t на пристанище Русе Изток, за което има представен договор;

- необходими количества за обезпечаване на производството за периода 01.01. – 30.06.2018 г.: 65 000 t по доставна цена 127,00 USD/t с включени транспортни разходи до пристанище Русе, плюс допълнителни разходи за разтоварване и съхранение в размер на 4,98 лв./t.

Доставчикът на въглища е „Дайнинг Енерджи“ ЕООД, с който дружеството

има сключен Анекс към Рамково споразумение от 25.01.2017 г. за доставна цена 127,00 USD/t с включени транспортни разходи до пристанище Русе. В предходния анекс от 01.02.2016 г. доставната цена е била 120,00 USD/t с включени транспортни разходи до пристанище Русе.

„Топлофикация Русе“ ЕАД заявява, че към настоящия момент е в преговори с цитирания по-горе доставчик на гориво за намаляване на доставната цена с цел оптимизиране на разходите. Към допълнителната информация дружеството е приложило договори и фактури, предоставени от фирма „Дайнинг Енерджи“ ЕООД.

Дружеството посочва следните основни причини във връзка с горе изложеното:

1. През 2016 г. правителството на Китай, най-големият производител и потребител на въглища в света, с цел съблюдаване на екологични норми, е решило да затвори множество въглищни мини (над 1 000). В следствие на тази промяна Китай драстично е увеличил вноса на въглища, което е довело до сериозен ръст в цените на международно ниво.

2. „Топлофикация Русе“ ЕАД може да изгаря в парогенераторите въглища от внос със специфични характеристики, чийто диапазон на допустимо изменение варира в много тесни граници. Това се определя от наличната технология и типа на парогенераторите в централата: наложително е утилизирането на въглища с определена температура на топене на пепелта – до 1 400°C, освен това в комплексното разрешително е поставено условие за използване на твърдо гориво със съдържание на сяра под 0,4%. Дружеството посочва, че тези обстоятелства значително стесняват кръга от доставчици, тъй като този тип въглища могат да бъдат доставяни само и единствено от внос от Русия. Аналогични на тези въглища има и в Украйна, но техният експорт е забранен от Украинската държава от повече от четири години, тъй като те са необходими за украинската икономика.

Дружеството заявява, че гореспоменатите въглища се добиват в централно-азиатската част на Русия в близост до границата с Китай и само там са мините, от които се добиват въглищата за изгаряне в централата. Тези въглища се транспортират от Русия транзитно през Украйна и от Пристанище Измаил (Украйна) по река Дунав пристигат до Русе.

„Топлофикация Русе“ ЕАД посочва, че поради политическата обстановка в Украйна и продължаващия военен конфликт между Украинското правителство и военните сепаратисти от една страна и от друга страна обтегнатите отношения Русия – Украйна, транзитните доставки на въглища е изправена пред следните два проблема:

- много украински мини са преустановили работа, като успоредно с това необходимостта от въглища остава същата - това налага повишаване на вноса на руски въглища, което от своя страна води до повишаване на цените им на международните пазари. Дружеството посочва, че цената на въглищата за българския пазар е доста висока от тази за украинския, поради това, че количествата руски въглища, които се изкупуват от Украйна, са многократно по-големи от тези, които се внасят в България.

- наблюдава се увеличение на железопътните тарифи за транзит на руски въглища през Украйна, като едновременно с това и значително се ограничават превозвачите, които могат да извършват тази услуга. Това води до повишаване на транспортните разходи, които играят основна роля в крайната стойност на въглищата. Дружеството заявява, че в следствие на усложнената обстановка, ценообразуването при ж.п. транспорта не е на пазарен принцип и поради това, че Русия и Украйна си налагат рестрикции, транспортните компании са ограничени чисто политически.

„Топлофикация Русе“ ЕАД посочва, че средната цена на база FOB Восточний за м. март 2017 е на ниво 83 USD (с тенденция към покачване), като този порт се охранява от мините, разположени в източна Русия, т.е. стойността на въглищата там е много по-ниска от тази на закупуваните от дружеството въглища. Разстоянието от източните

мини до порт Восточний е много по-малко от използваните от дружеството централно-азиатски мини, т.е. транспортните разходи са по-малки. Дружеството заявява, че транзитът на въглищата през Украйна допълнително осъществява тяхната стойност. Разстоянието от въглищните мини, от които „Топлофикация Русе“ ЕАД купува въглища до Измаил, Украйна е около 6000 km плюс 500 km от Измаил до Русе. В допълнение на това към стойността на въглищата се добавят претоварни разходи, терминални такси и други с порт Измаил. Заявява се, че това разстояние е голямо и поради невъзможност от морски транспорт се организира сухопътен и речен такъв.

Друг фактор за повишаване цената на въглищата е обменният курс на руската рубла спрямо щатския долар, във връзка с което дружеството трябва да похарчи повече средства за закупуване на същото количество въглища.

Въглищата за централата се доставят по река Дунав като най-оптимален вариант за доставка, но това има недостатъци и рискове, които са:

- ограничени количества на доставките, поради вместимостта на корабите – 4000 - 5000 t, което прави невъзможно постигането на икономия от мащаба при транспорта;

- при неблагоприятни климатични условия р. Дунав замръзва или нивото ѝ спада, което прави затруднено или невъзможно корабоплаването;

Дружеството заявява, че поради форсмажорни обстоятелства е било принудено да промени логистичната си схема и с цел поддържането на ритмичен работен процес вносът на въглища през зимните месеци е осъществяван през пристанище Варна, което е довело до повишаване себестойността на доставените въглища.

„Топлофикация Русе“ ЕАД посочва, че със своите 18 000 t средномесечна консумация е сравнително малък консуматор на въглища, като капацитетът не дава възможност на дружеството да закупува въглища от най-големите световни доставчици поради това, че големите доставчици предлагат предимно въглища с произход ЮАР, Колумбия, Индонезия, Австралия и т.н, а от технологична гледна точка тези въглища не са подходящи за изгаряне в парогенераторите на централата. Дружеството заявява, че местните руски и украински фирми, които, макар да са по-малки, са много по-флексибилни и имат големи възможности за доставка на конкурентен продукт.

За доставката на въглища се изискват регулярни плащания, като в зависимост от логистично-доставната схема на руския доставчик плащанията към него следва да бъдат ритмични - преди товарене в мината, при пристигане на стоката в Порт Измаил. Освен това се налага редовно заплащане на складови разходи в отправно пристанище, а речният транспорт следва да бъде заплатен задължително преди разтоварване и т.н. Заявява се, че всичко това налага изграждане и поддържане на стройна платежна система, която в много случаи, поради цикличността на финансовия поток на дружеството е невъзможна за поддържане от него.

„Топлофикация Русе“ ЕАД посочва, че имат необходимост от финансов партньор и посредник, който да извършва следните функции от името на дружеството:

- осигуряване на непрекъснат финансов ресурс и обезпечаване на доставките на предприятието с цел осигуряване на непрекъснатият му работен процес;

- осигуряване на тесни специалисти по отношение договаряне на условията на доставките, цените, начините на плащане и други специфични дейности, с каквито „Топлофикация Русе“ ЕАД не разполага.

По отношение на получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения се посочва, че база на обосновката се приема периода 01.07.2016 г. до 31.03.2017 г. - момента на подаване на заявлението. Съгласно счетоводните записвания съдебните приходи за периода са в размер на 26 530 лв. Приходите дружеството използва за образуване на заповедни производства срещу длъжници по дела за доставена, но неплатена топлоенергия, заплащане на разноски по дела, по които дружеството е длъжник.

*В този смисъл дружеството е направило съдебни разходи, за същия период в размер на 72 504,48 лв., като е образувало 326 граждански дела срещу длъжници, за които е заплатило 8 150 лв., а по търговски дела 36 750,94 лв. В числото на съдебните разходи е включено и заплащане на суми към вискатели на дружеството. Заложени са и необходими разходи за образуване на приблизително 400 граждански дела в размер на 9 000 лв. Дружеството е представило справка за обороти по кореспондиращи сметки съдебни разходи.*

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

За новия ценови период дружеството планира същите количества реализирана електрическа енергия и количества топлинна енергия с гореща вода и пара спрямо отчетния ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с пара и гореща вода се запазват на нивата на отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 58,92% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 808,54%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи с 473,63%.

#### **Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал**

НВск по отчет за ценовия период е -29,31% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е отрицателна величина, която се дължи на ръст на разходите при условията на намалени продажби на електрическа и топлинна енергия.

#### **Образуване на цените**

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са намалени от 2 982 хил. лв. на 2 762 хил. лв., или с 220 хил. лв., в съответствие с отчетната обща стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма, съгласно т. 1.1 от общия подход;

- общите разходи за ремонт са коригирани от 9 785 хил. лв. на 1 490 хил. лв. или с 8 295 хил. лв., като коригираната стойност е свързана с предстоящите за извършване ремонтни дейности от дружеството и приети за инвестиционни разходи, които ще се включат в РБА за следващия ценови период, в съответствие с т. 1.2 от общия подход, а именно:

**В топлоизточника** - на обща стойност 7 976 хил. лв. в т.ч:

- Основен ремонт на парогенератор №5 - 3 656 хил. лв. за второ полугодие на 2017 г.;
- Основен ремонт на парогенератор №5 - 3 640 хил. лв. за първо полугодие на 2018 г.;
- Основен ремонт на кондензатора на парна турбина ПТ 60-90/13/1,2 - подмяна на тръбни снопове - 680 хил. лв.

**В преноса на топлинна енергия** от 410 хил. лв. на 91 хил. лв. или с 319 хил. лв., до нивото на отчета през 2016 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход.

- допълнително добавената разходна позиция „Разходи, свързани с надеждността на експлоатация“ е коригирана от 2 853 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 2 853 хил. лв., като липсва мотивирана обосновка и достатъчни аргументи, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите в размер на 2 028 хил. лв. за „Фонд сигурност на електроенергийната система“ - 5%, не са включени в общите разходи в съответствие с т. 1 от общия подход и чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ;

- присъдените на дружеството приходи от юрисконсултски вознаграждения на стойност 27 хил. лв. са извадени от общите разходи с цел недопускане на дублиране на

разходи за една и съща дейност в цените;

- разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) са коригирани от 3 071 хил. лв. на 1 892 хил. лв. или с 1 179 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 185 401 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала” НВ на привлечения капитал е коригирана от 6,03% на 4,55%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2016 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството” са извършени следните корекции:

- разходът на основно гориво въглища в комбинираната част на централата е коригиран с 9 830 t, на стойност 1 738 хил. лв., до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия на отчетената стойност през 2016 г., в съответствие с т. 5 от общия подход;

- цената на вносните въглища е коригирана от 236,15 лв./t на 176,82 лв./t, като към приетата за базова стойност 88 USD/t при калоричност 6000 kcal/kg са добавени транспортните (8 USD/t) и товароразтоварни дейности (4,98 лв./t), съотносими към съответното дружество.

След проведеното открито заседание на 06.06.2017 г. с писмо с вх. № Е-14-09-12 от 06.06.2017 г. дружеството е представило възраженията си по Доклада, както следва:

1. Направената корекция на общите разходи за ремонт и основанието за нея – прието е, че посочените представляват инвестиционни разходи. Дружеството уточнява, че се касае за същински ремонтни дейности за възстановяване на проектните показатели на съоръженията, поради възникнала крупна производствена авария на парогенератор № 5, разходи за ремонт на кондензатор на парна турбина, разходи за ремонт за преноса на топлинна енергия, които са намалени от 410 хил. лв. на 91 хил. лв. „Топлофикация Русе” ЕАД се мотивира, че не следва тези дейности да бъдат квалифицирани като инвестиционни, тъй като дружеството не закупува нова мощност, а възстановява проектния капацитет на съществуващото съоръжение и предприема гореописаните ремонтни дейности, за да може да се изпълняват лицензионните задължения за доставка на топлоенергия и електроенергия, както и за осигуряване на резервна мощност за електроенергийната система. Част от разходите са предвидени за неотложно отстраняване на аварии по топлопреносната мрежа и е необходимо спешно изпълнение на аварийно-възстановителни дейности, като дейностите по тези ремонти трябва да бъдат започнати своевременно, според обосновката на дружеството.

2. Намалението на планираното от дружеството количество квоти CO<sub>2</sub>, които ще се закупят през новия ценови период, до нивото на отчетените за 2016 г. Заради тенденцията да се получават все по-малки количества безплатни квоти, дружеството ще закупува все по-големи количества всяка следваща година, поради което са предвидени по-големи разходи за въглеродни емисии за следващия ценови период и това следва да бъде отразено.

3. Корекцията на разхода на основно гориво въглища:

- Относно количеството на планираните от дружеството въглища: Намален е разходът на въглища с 9 830 t, като за база е използвана отчетената енергийна ефективност за 2016 г., без да се отчитат променящите се и все по-ограничаващи условия за експлоатация на централата, задължението за адаптирането към строгите екологични изисквания, неблагоприятната пазарна конюнктура и необходимостта от приспособяване на режимите на работа, включително и работа при неикономично натоварване на оборудването. Дружеството твърди, че в Доклада е приложено механично пренасяне на показатели от 2016 г. към производството през новия период - юли 2017 ÷ юни 2018г.,

което ще доведе до нарушаване на баланса между приходите и разходите на „Топлофикация Русе“ ЕАД.

- По отношение на цената на вносните въглища - коригирана е от 236,15 лв./t, на 176,82 лв./t, като е възприета базова стойност от 88 \$/t, на основание мотивировката в общия подход и цена от 8 \$/ t. Предоставен е договор за доставка, от който е видно, че цената е 127 \$/t, както и други доказателства относно реалността на доставката - фактурите, с които доставчикът купува, митнически декларации за внос, което дружеството счита за документална обосновааност за цената на въглищата. Аргументира се, че е доказана спецификата на горивото за производство от централата – използват се вносни въглища с характеристики, чийто диапазон на допустимо изменение варира в много тесни граници, и които се доставят само от Русия, като се транспортират от Русия транзитно през Украйна и от пристанище Измаил /Украйна/ по река Дунав пристигат в Русе. Поради политическата обстановка в Украйна и обтегнатите отношения Русия – Украйна, увеличената средна цена на предлагане на транзитните доставки, поради затваряне на украински мини, както и отчитайки увеличение на железопътните тарифи за транзит на руски въглища през Украйна, като едновременно с това и значително се ограничават превозвачите, които могат да извършват тази услуга - това води до повишаване на транспортните разходи, които играят съществена роля в крайната стойност. Според дружеството гореизложените факти са доказани с митнически декларации и съпроводителни документи, доказващи цената на доставка, и удостоверяващи посочените към заявлението разходи за основно гориво и поради което и не е допустимо приравняване на цената на основното гориво за ТЕЦ Русе към 88 \$/t базова цена.

4. Липсата на съответствие между цените на горивата и прилаганата надбавка, тъй като надбавката за дружества, използващи природен газ, е почти 4 пъти по-висока от надбавката за въглищните топлофикации, както и че добавките не отразяват конкретните разходни особености на дружествата и липсват обективни критерии за калкулация на добавките за висока ефективност по отношение на централите с основно гориво въглища.

Дружеството прави извод, че значителното намаляване под посочената в заявлението преференциалната цена на електрическата енергия, считано от 01.07.2017 г., ще доведе до влошаване на финансовите резултати, невъзможност за изпълнението на ремонтните задължения, произтичащи от необходимост за изпълнение, както на лицензионни задължения, така и на екологичното законодателство и до трудности при покриването на текущите разходи на предприятието, в т. ч. набавянето на гориво за производство.

С писмо с вх. № Е-14-09-12 от 21.06.2017 г. дружеството е представило в КЕВР допълнително възражение по отношение на направена корекция в т. 1.1. от Доклада, която е за намаляване на разходите за амортизации в производството в размер на 220 хил. лв., което е отразено и в проекта на решение. „Топлофикация Русе“ ЕАД счита, че при подаване на заявлението и отразеното в справките, касаещи разходите за амортизации, са спазени всички изисквания на Раздел II „Регулаторна база на активите“ от Указания-НВ (чл. 27, чл. 30 и чл. 31). Посочва се, че от отчетната стойност на дълготрайните активи дружеството е изключило такива, които имат полезен живот до края на 2017 г., който период представлява половината на новия регулаторен период, и същите тези активи няма да бъдат изведени от експлоатация. В Доклада и в проекта на решението не са взети предвид тези, които ще влязат в експлоатация след 01.07.2017 г., съгласно чл.31.1, т. 6 от Указания-НВ. Дружеството заявява, че амортизационните отчисления на изключените активи с полезен живот до края на 2017 г. са в размер на 754 хил. лв., което означава заложили по-малко разходи за амортизации. Към възражението са приложени справки за ДМА към 31.12.2016 г. и за ДМА, вкл. тези, които няма да бъдат изведени от експлоатация до края на ценовия период.

„Топлофикация Русе“ ЕАД заявява, че посочената корекция в посока на намаление на амортизациите от 220 хил. лв. не е следвало да бъде направена от Комисията, тъй като



по този начин се намаляват присъщи разходи. През новия ценови период тези дълготрайни активи ще генерират разходи за амортизации, които не са признати от КЕВР в Доклада и проекта за решение. Предвид извършената корекция тези разходи не участват като ценообразуващ елемент.

Дружеството счита, че намалението е необосновано и немотивирано, и е по-скоро израз на възприетия административен подход за механично и чисто математическо намаление на разходите, като чрез съкращаването им се ограничават възможностите на дружеството да осигури чрез цената необходимите средства за възстановяване или подмяна на амортизирани дълготрайни активи в производството и преносната мрежа, включително чрез посочването в цената на обосноващите и необходими разходи за амортизации.

**След преглед на постъпилите възражения от дружеството Комисията счита:**

1. Възражението на дружеството относно направената корекция на общите разходи за ремонт от 9 785 хил. лв. на 1 490 хил. лв. или с 8 295 хил. лв. се приема частично. Възстановени са 490 хил. лв. от коригираните разходи за ремонт в производството, предвид представената обосновка, че се касае за същински ремонтни дейности за възстановяване на проектните показатели на съоръженията, поради възникнала крупна производствена авария на парогенератор № 5, разходи за ремонт на кондензатор на парна турбина, че предвидените разходи не са с инвестиционен характер, не повишават енергийната ефективност на съоръжението, а целят да запазят техническите характеристики, в съответствие с т. 1.2. от приетия общ подход.

2. Възражението на дружеството относно направеното намаление на разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) от 3 071 хил. лв. на 1 892 хил. лв. или с 1 179 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 185 401 t се умножат по икономически обосноващата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t не се приема.

С цел недопускане в прогнозните разходи значителни суми за закупуване на квоти, при прогнозни цени на същите, Комисията счита за коректен подход реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 185 401 t да се умножат по икономически обосноващата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

3. Възражението на дружеството относно направената корекция на разхода за основно гориво въглища в комбинираната част на централата с 9 830 т, на стойност 1 738 хил. лв. не се приема. При отчетена обща ефективност ( $\eta_{\text{общо}}$ ) за 2016 г. 63,26%, предложената ефективност за новия ценови период е 59,81%. Направената корекция е до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия до отчетената стойност през 2016 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

4. Възражението на дружеството относно направената корекция на цената на вносните въглища от 236,15 лв./t на 176,82 лв./t не се приема. С цел равнопоставеност и обективност, Комисията е унифицирала подхода при приемане на разходите за закупуване на вносни въглища, като към приетата за базова стойност 88 USD/t при калоричност 6000 kcal/kg, цена релевантна към регионалния пазар са добавени транспортните (8 USD/t) и товаро-разтоварни дейности (4,98 лв./t), съотносими към съответното дружество.

5. Възраженията на дружеството по отношение на добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ не се приемат. Добавките по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ са определени в съответствие с критериите по чл. 24 от НРЦЕЕ и при спазване на принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, с оглед осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между групите клиенти и създаване на стимули за ефективна дейност на регулираните енергийни предприятия, с отчитане на конкретните разходни особености и нива на цените на топлинната и електрическа енергия. Определени са различни добавки на база ясни обективни критерии, те не отразяват конкретните разходни

особености на дружествата, като индивидуална причина за поощрения чрез по-висока добавка.

6. Възражението на дружеството относно направеното намаление на разходите за амортизации в производството от 2 982 хил. лв. на 2 762 хил. лв., или с 220 хил. лв., за следващия регулаторен период не се приема. Корекцията е извършена в съответствие с отчетната стойност на активите в производството, съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма при 15 г. срок за амортизация и т. 1.1 от общия подход.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Русе” ЕАД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 149,34 лв./MWh, в т. ч.:
    - индивидуални разходи за единица енергия – 139,34 лв./MWh
    - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh
  2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 77,41 лв./MWh
  3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 93,60 лв./MWh
  4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:
    - Необходими годишни приходи – 55 595 хил. лв., в т. ч.:
      - Разходи – 52 612 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 485 хил. лв. и променливи – 38 128 хил. лв.;
      - Регулаторна база на активите – 39 348 хил. лв.
      - Норма на възвръщаемост – 7,58%
    - Електрическа енергия – 215 066 MWh, в т. ч.:
      - от високоефективно комбинирано производство – 190 600 MWh
        - Към НЕК ЕАД - 180 000 MWh
        - Към ЕРД - 10 600 MWh
      - от некомбинирано производство – 24 466 MWh
    - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 14 885 MWh
    - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 287 204 MWh
- Цена на въглищата – 176,82 лв./t при калоричност 5 900 kcal/kg

## **12. „Топлофикация Перник” АД**

С писмо с вх. № Е-14-03-7 от 31.03.2017 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило следната информация на хартиен и електронен носител:

1. Отчетна информация за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. с приложени справки от № 1 до № 9;
2. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2017 г. – 01.07.2018 г. съгласно справки от №1 до №9;
3. Справки за цени на горивата, изчислени като средно претеглени спрямо количествата горива за съответен период на действие на цените (Приложение № 2);
4. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. (Приложение № 3);
5. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2016 г. и ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. (Приложение № 4);
6. Отчетна информация на ремонтната и инвестиционната програма за 2016 г. и прогнозни инвестиции и ремонти за 2017 г.;
7. Комплексно разрешително № 53-Н1/2014 г.;
8. Копия на договори за продажба на електрическа енергия с НЕК ЕАД и „ЧЕЗ Електро България“ АД;
9. Копия на договори за продажба на топлинна енергия с топлоносител пара;

10. Копие на договор и анекси с „Хийт Енерджи“ ЕООД за доставка на въглища;
11. Копие на договор за доставка на природен газ с „Булгаргаз“ ЕАД;
12. Доказателства за изпълнение на изискванията на чл. 29 от НРЦТЕ за оповестяване на предложените цени в средствата за масова информация - копия от публикация от 28.02.2017 г.;
13. Одитиран годишен финансов отчет за 2016 г. и отчетна информация с приложени справки по ЕССО;
14. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

**Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:**

- преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 184,19 лв./MWh, в т. ч. добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 70,83 лв./MWh.

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с пара – 39,02 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия без ДДС са изчислени със следните цени на горивата:

- цена на въглища – 69,24 лв./т нг при калоричност 2 318 kcal/kg;

- цена на природен газ - 299,94 лв./кнм<sup>3</sup>.

С писмо изх. № Е-14-03-7 от 27.04.2017 г. на КЕВР на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ от заявителя е изискано да представи:

1. Писмени обосновки на прогнозните ценообразуващи елементи, придружени с доказателства и подробна аргументация относно необходимостта и икономическата им целесъобразност за периода 01.07.2017 г.-30.06.2018 г.

2. Обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С писмо вх. № Е-14-03-7 от 10.05.2017 г. дружеството е представило исканата информация и копия на договори за доставка на въглища и брикети.

**Обосновката на дружеството е следната:**

*Прогнозната информация е определена въз основа избраната за базисна година - календарната 2016 г., съгласно Указания-НВ.*

*За новия регулаторен период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., съгласно актуализираната производствена програма на „Топлофикация Перник“ АД, са заложили по-големи количества на произведена електрическа енергия и топлинна енергия. Цените на използваните въглища и брикети на основание сключени договори са:*

- *цена на въглища - 200 лв./т уг;*
- *цена на брикети - 220 лв./т уг;*
- *цената на природния газ към момента на подаване на заявлението е 299,94 лв./кнм<sup>3</sup>.*

*Разходите за горива са изчислени при така посочените цени, съгласно действащите договори.*

*Разходите за ремонт в размер на 408 хил. лв. са съобразени с действащите пазарни цени за необходимите материали и резервни части за извършване на основен и текущ ремонт на съоръжения съгласно приложената ремонтна програма.*

*Разходите за заплати и възнаграждения са завишени прогнозно след влязлото в сила от 01.01.2017 г. Постановление на МС 372/22.12.2016 г. за определяне на новия размер на минималната работна заплата в страната.*

*Разходите за материали за текущо поддържане са завишени, поради необходимостта от закупуване на по-голямо количество материали в сравнение с предходната година, съобразени с производствената програма и ремонтната програма на дружеството.*

*Разходите за охрана са завишени, поради увеличена охрана на инкасо-пунктовете.*

*Дружеството участва в балансиращи пазар от 01.06.2014 г. Факторите, които водят до небаланси за инсталациите с комбиниран цикъл на производство, са*

многобройни и не могат да бъдат управлявани от производителя.

Най-съществени причини за отклоненията от графика и реално отпуснатото количество електрическа енергия са колебанията в потреблението на консуматорите на топлинна енергия, разминаването на прогнозните и реалните метеорологични условия, както и непредвидени аварийни спирания на съоръженията за производство. Дружеството счита, че разходите за небаланси трябва да бъдат включени при определянето на цените на енергия.

Дружеството се представлява от 4 юрисконсулта по дела от и срещу дружеството на основание чл. 78, ал. 4, т. 8 от ГПК, които претендират за юрисконсултски възнаграждения.

**След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:**

За ценовия период дружеството отчита с 12,17% по-ниски количества реализирана електрическа енергия, с 3,63% намаление на топлинната енергия с гореща вода и с 3,70% намаление на топлинната енергия с пара спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени с 2,82% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 6,34% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 32,47% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 14,26%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

#### **Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал**

НВск по отчет за ценовия период е -7,01% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е отрицателна величина, която се дължи на ръст на условно-постоянните, независимо намалените променливи разходи в резултат на намаленото производство и продажби, както на електрическата енергия, така и на топлинната енергия с топлоносител гореща вода.

#### **Образуване на цените**

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 6 522 хил. лв. на 6 292 хил. лв. или с 230 хил. лв., при отчетена стойност на разхода през 2016 г. в размер на 5 720 хил. лв., поради изоставане на средната работна заплата в дружеството в сравнение със средната работна заплата в отрасъл „Енергетика“ и в съответствие с т. 1. 3 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други разходи“ е коригирана от 2 061 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 2 061 хил. лв., като недоказан разход, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за закупена енергия са коригирани от 2 036 хил. лв. на 1 518 хил. лв. или с 518 хил. лв., до нивото на отчетената стойност за 2016 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) са коригирани от 4 080 хил. лв. на 2 058 хил. лв. или с 2 022 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 201 620 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t съгласно т. 13 от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- разходът на въглища в комбинираната част на централата е коригиран с 25 800 t на обща стойност 1 203 хил. лв., до изравняване на общата енергийна ефективност с

отчетената стойност през изминалия ценови период в съответствие с т. 5 от общия подход;  
- коригирана е цената на въглищата от 69,24 лв./тнГ на 50,91 лв./тнГ (с 18,33 лв./тнГ) при калоричност 2 318 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2016 г. 42,38 лв./тнГ при калоричност 1 930 kcal/kg, съгласно т. 8 от общия подход.

След проведеното открито заседание на 06.06.2017 г. с писмо с вх. № Е-14-03-11 от 07.06.2017 г. дружеството е представило възраженията си по Доклада, както следва:

1. Разходите за заплати и възнаграждения са завишени прогнозно на база влязло в сила от 01.01.2017 г. Постановление на МС 372 от 22.12.2016 г. за определяне на новия размер на минималната работна заплата в страната. Налице е и промяна на средносписъчния състав на дружеството. Промяната се е наложила поради увеличения обем работа в цех „Въглеподаване“. Персоналът, зает в дружеството през отчетния период, е 453 човека. През новия регулаторен период персоналът е увеличен на 485 и съответно разходът за заплати и осигурителни вноски се завишава приблизително с 350 хил. лв.

2. През отчетната 2016 г. дружеството отчита ръст на разходите вследствие влязла в сила Наредба за реда и начина на набирането, разходването, отчитането и контрола на средствата на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, приета с ПМС 346/07.12.2015 г. Дружеството е формирало допълнителни разходи, които водят до утежняване на финансовото състояние и съответно до загуба.

3. Повишените разходи за закупена електрическа енергия спрямо 2016 г. се дължат на тенденцията към повишаване на средна продажна цена.

С Решение № Ц - 7 от 07.04.2017 г. на КЕВР са направени корекции на Решение № Ц - 19 от 30.06.2016 г., като са увеличени таксите за задължение към обществото и за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа. Това рефлектира върху средната продажна цена на електрическата енергия. Очаква се и повишаване на цената на електрическата енергията.

В следствие от гореизложеното, дружеството счита, че дори при запазване на количествата закупена електрическа енергия разходите ще се увеличат значително.

4. Съгласно нормативната база изчислението, верифицирането и докладването на емисиите на CO<sub>2</sub> за предходната година се извършва в периода м. януари - март. До 30.04. ежегодно операторите са задължени да осигурят в сметките си в регистър за емисии на парникови газове квоти в размер равен или по-голям от размера на верифицираните данни. При недостиг на емисии в сметката на оператора на същия се налагат санкции в размер на 200 лв. за всеки неосигурен с квота тон CO<sub>2</sub>.

„Топлофикация Перник“ АД в началото на м. април 2017 г. е разполагало с по-малко от половината емисии. За осигуряване на квоти в сметката си дружеството е закупило 244 220 квоти на стойност 2 265 21 1.56 лв., т.е. 188 767.63 за всеки месец от 2016 г. Тези средства са изразходвани за закупуване на емисии за всичките месеци на 2016 г., тъй като нормативната база не позволява изчисление на емисии по месеци, тримесечие, полугодие или други периоди за календарна година. Поради тази причина дружеството е нямало възможност да раздели разходите за закупуване на емисии на периоди от един, три, шест или други месеци за 2016 г.

„Топлофикация Перник“ АД е дружество, което произвежда електрическа и топлинна енергия от високоефективно комбинирано производство, с основно гориво за инсталациите за комбинирано производство - въглища. Горивната база на „Топлофикация Перник“ АД е проектирана за изгаряне основно на местни горива. Основен производител на въглища е „Мин Индъстри“ ЕООД, което дружество е концесионер в Пернишкия въглищен басейн.

Анализът на пазара на горива показва, че поради увеличаване себестойността на добива, производството на въглища намалява, което води до по-ниски добиви и повишаващи се цени. По искане на доставчика на твърди горива за „Топлофикация Перник“ АД - „Хийт Енерджи“ ЕООД, са проведени двустранни преговори във връзка с поисканото увеличение на цените на доставяното твърдо гориво. Към момента дружеството не разполага с алтернативни източници за доставка на твърдо гориво.

Всички тези фактори са довели до сключване на нови договори за доставка на енергийно гориво с по-високи цени от 01.03.2017 г.

По отношение на цените на горивата от 01.03.2017 г. увеличението на цената на природния газ също трябва да се отчете като факт, тъй като това гориво се използва като разпалващо и стабилизиращо в парогенераторите.

Във връзка с гореизложеното дружеството счита, че са налице обстоятелства, които водят до съществено изменение на утвърдените ценообразуващи елементи и на финансовото му състояние. Според дружеството по-високите цени на горивата водят до съществено изменение в разходите за доставка на горива, което не е предвидено при утвърждаване на цените.

От предоставения модел е видно, че разходите за гориво за регулаторния период се повишават значително.

С писмо с вх. № Е-14-03-12 от 28.06.2017 г. „Топлофикация - Перник“ АД потвърждава възраженията си, постъпили с вх. № Е-14-03-11 от 07.06.2017 г. след открито заседание, проведено на 06.06.2017 г.

**След преглед на постъпилите възражения от дружеството Комисията счита:**

1. Възражението на дружеството относно направената корекция на разхода за заплати и възнаграждения от 6 522 хил. лв. на 6 292 хил. лв. или с 230 хил. лв. се приема. Съгласно представената обосновка на дружеството налице е промяна на средносписъчния състав. Промяната се е наложила поради увеличения обем работа в цех „Въглеподаване“. Персоналът, зает в дружеството през отчетния период, е 453 бр. През новия регулаторен период персоналът е увеличен на 485 бр. и съответно разходът за заплати и осигурителни вноски се завишава приблизително с 350 хил. лв.

2. Възражението по отношение на коригираните разходи за „Фонд сигурност на електроенергийната система“ не се приема. Основанието за този подход е чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ.

3. Възражението на дружеството относно направената корекция на разхода за закупена електрическа енергия от 2 036 хил. лв. на 1 518 хил. лв. или с 518 хил. лв., до нивото на отчетената стойност за 2016 г., не се приема. С напредване на либерализацията на енергийния пазар разходите за закупена електрическа енергия до голяма степен зависят от мениджмънта на предприятието да ги минимизира.

4. Възражението на дружеството относно направеното намаление на разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) от 4 080 хил. лв. на 2 058 хил. лв. или с 2 022 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 201 620 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t не се приема.

С цел недопускане в прогнозните разходи значителни суми за закупуване на квоти, при прогнозни цени на същите, Комисията счита за коректен подход реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 201 620 t да се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

5. Възражението на дружеството относно направената корекция на цената на въглищата от местен добив от 69,24 лв./тнГ на 50,91 лв./тнГ (с 18,33 лв./тнГ) при калоричност 2 318 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2016 г. 42,38 лв./тнГ при калоричност

1 930 kcal/kg не се приема. Цената на преобладаващата част на добиваните въглища от местен добив се определя със заповед на министъра на енергетиката. Към настоящия момент цената на въглищата от местен добив се запазва. По отношение на цената на природния газ - тя е актуализирана в съответствие с последното решение на КЕВР.

6. Възстановена е коригираната сума от 2 061 хил. лв. като други разходи за лицензионна дейност, които са отчетени като извършени през изминалия ценови период и необхванати в стандартната група общи разходи и предвид представения одитиран

годишен финансов отчет с текущ финансов резултат на „Топлофикация - Перник“ АД за 2016 г. загуба в размер на 959 хил. лв., при отчетена загуба от 9 126 хил. лв. за предходната година.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Перник“ АД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 134,02 лв./MWh, в т. ч.:
    - индивидуални разходи за единица енергия – 124,02 лв./MWh
    - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh
  2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 66,34 лв./MWh
  3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 37,13 лв./MWh
  4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:
    - Необходими годишни приходи – 59 949 хил. лв., в т. ч.:
      - Разходи – 54 124 хил. лв., от които условно-постоянни – 17 965 хил. лв. и променливи – 36 159 хил. лв.;
      - Регулаторна база на активите – 60 477 хил. лв.
      - Норма на възвръщаемост – 7,23%
    - Електрическа енергия - 229 138 MWh, в т. ч.:
      - от високоефективно комбинирано производство – 216 818 MWh
      - Към НЕК ЕАД- 172 518 MWh
      - Към ЕРД - 44 300 MWh
      - -невисокоефективно комбинирано производство – 12 320 MWh
    - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 228 700 MWh
    - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 378 940 MWh
- Цена на въглищата – 50,91 лв./t при калоричност – 2 318 kcal/kg

### **13. „Топлофикация Сливен“ ЕАД**

С писмо вх. № Е-14-07-4 от 06.04.2017 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило следните документи:

1. Отчетна информация за изпълнените и планирани технико – икономически показатели за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г.-30.06.2017 г. (Приложение № 3);
2. Отчет на изпълнените и планираните ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите по производство на топлинна и електрическа енергия (Приложение № 3);
3. Отчетна информация за 2016 г. и прогнозна информация за ценови период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване, съгласно справки от № 1 до № 9;
4. Отчетна информация за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., разработена във формата и съдържанието, съгласно правилата за ценообразуване, съгласно справки от № 1 до № 9;
5. Отчетна информация за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., за електрическа енергия, както следва: бруто (MWh), собствени нужди (MWh) и нето (MWh), в т. ч.: собствено потребление, продажба на потребители, продажба на НЕК ЕАД, продажба на ЕРД, (MWh) – приложена справка;
6. Справки за цените на горивата (Приложение № 2);
7. Отчетна информация за приходите от продажби на топлинна и електрическа енергия за 2015 г., 2016 г. и ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. (Приложение № 4);
8. Справки за 2016 г. по ЕССО за целите на регулирането;
9. Справка за изчисляване на стойността на вноската във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ съгласно Наредба за реда и начина за набирането, разходването, отчитането и контрола на средствата на Фонд „Сигурност на

електроенергийната система“ в размер на пет процента от приходите от електрическа енергия и разходи за небаланси при продажба на електрическа енергия;

10. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. за електрическа енергия, както следва: Бруто, (MWh); Собствени нужди, (MWh); Нето, (MWh), в т. ч.: собствено потребление, продажба на потребители, продажба на НЕК ЕАД, продажба на ЕРД, (MWh) - приложена справка;

11. Данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия;

12. Обосновка при разработване на заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия през 2017 г.;

13. Договор за продажба на електрическа енергия за 2017 г., с всички приложения към тях (вкл. и спецификациите към договорите). Дружеството е в процес на договаряне с НЕК ЕАД за сключване на договор;

14. Копие на Рамково споразумение за покупко – продажба на електрическа енергия по свободно договорни цени с „Гранд енерджи дистрибушън“ ЕООД;

15. Копие на договор за доставка на въглища;

16. Предвидени ремонтни и инвестиционни мероприятия за 2017 г.;

17. Доказателство за оповестяване на предложените цени в средствата за масово осведомяване – обява във в-к „Сливенски новини“ бр. 9/2017 г.;

18. Одитиран годишен финансов отчет за 2016 г. – представен допълнително с писмо

вх. № Е-14-07-4 от 28.04.2017 г.;

19. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Цена за електрическа енергия – комбинирано производство - 189,67  
лв./MWh;

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара - 95,39  
лв./MWh;

3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода - 90,84  
лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени при следните параметри:

- цена на въглищата – 124,46 лв./t с калоричност 3 886 kcal/kg;

- цена на мазут – 1200,00 лв./t;

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,0 лв./MWh.

Обосновката на дружеството е следната:

#### *1. Производство*

*Производството на електрическа и топлинна енергия е съобразено с настъпилите промени в броя на клиентите на гореща вода. Прогнозата за предстоящия ценовия период е за увеличение на реализираната топлинна енергия с пара и с гореща вода, сравнено с отчетната 2016 г. Очакват да бъдат присъединени сгради с консервирани АС и нови сгради, чрез изграждане на нови топлопроводи. Количествата електрическа енергия са резултанти от комбинираното производство при минимално паропроизводство на енергийните котли. С цел намаляване на разходите и търсене на възможно най- ниски цена на топлинната енергия не се предвижда производство на топлинна енергия с природен газ, съответно няма да работят тези съоръжения.*

*Размерът на количеството електрическа енергия за собствените нужди е съобразно работещите ел. двигатели на вентилатори, помпи и др., свързани с подготовката на горивото за изгаряне, хранене на котлите с вода, подаване на варов разтвор към сероочистващата инсталация и др.*

*Планирано е спиране за ремонт на съоръженията за комбинирано производство от 15.05.2018 г. – 15.06.2018 г. През този период не се предвижда производство и продажба на топлинна енергия.*

#### *2. Разходи*



2.1. Променливите разходи са за горива, ел. енергия, вода за технологични нужди, такса за водоползване съгл. Тарифа за таксите за водовземане, за ползване на воден обект и за замърсяване, реагенти за обработка на водата, консумативи за инсталацията за очистване на димните газове от серен двуокис, акциз съгл. Закона за акцизите и данъчните складове, квоти за емисии парникови газове.

През настоящия и предстоящия периоди, считано от 01.04.2017 г., дружеството предвижда използване на въглища смес български и черни от внос. Цената на вносните въглища е изчислена при 1.82 лв./USD.

Разходи за вода за технологични нужди - прогнозната сума на този разход е изчислена при работа на сероочистващата инсталация. Заложените разходи за адитив за сероочистващата инсталация са съобразно работата на инсталацията и постигане минимални разходи, съответно по - ниски цени на електрическата и топлинна енергия.

Вследствие включените АС на битови потребители през последните години е отчетен увеличен разход за електрическа енергия. Дружеството очаква през следващия ценови период да има увеличение на този разход, предвид присъединяването на нови клиенти.

Сумата за акцизи за електрическа и топлинна енергия е получена съгласно изчисленията в ценовия модел.

Разходи за закупуване на емисии парникови газове за 2016 г. - верифицираните количества са 219 909 t. За предстоящия ценови период прогнозното количество емисии е 249 963 t. Закупените през 2016 г. квоти са 143 450, на обща стойност 1 600 988.07 лв. Прогнозният брой необходими квоти за закупуване за следващия ценови период 2017 г. – 2018 г. е показан в Справка № 4. Броят им е получен след изваждане на полагащите се за топлинна енергия за битови нужди и тези по плана за дерогация – общо 51 517. Разходите за тях са изчислени при действаща пазарна цена от 11.80 лв./бр.

## 2.2. Условно- постоянни разходи.

Предвидените УПР са запазени на нивото на отчетната 2016 г., като някои от тях са коригирани и актуализирани минимално.

Прогнозните разходи за амортизации са в размер на отчетените през базовата година и въведените в експлоатация съоръжения през същата година.

Ремонтната кампания през базовата година е имала за цел реализация на стратегия за минимизиране аварийността на парогенератори, рехабилитация на турбинно оборудване и възстановяване на спомагателни съоръжения, при спазване изискванията на нормативна база за контрол, експлоатация, ремонт на съоръжения и осигуряване безопасни и здравословни условия на труд.

Разходи за ремонт по основни съоръжения, цехове и направления, са както следва:  
Ремонт на съоръженията по ЕК N 1 и ЕК 2 за 92 хил. лв.

Подмяна ротор на генератор и ремонт на турбоагрегат и турбинно оборудване за 186 хил. лв., включващ : проверка и ремонт на лагери, клапанна кутия, клапани ВН, сервомотори, маятникова настройка, регулираща и маслена системи, подмяна ротор електрогенератор.

Ремонт на съоръженията в горивоподаване за 9 хил. лв.

Ремонтите на КИП и А съоръжения са за 5 хил. лв.

Ремонта по съоръженията и сгради в ХВО са за 11 хил. лв.

Извършената ремонтна дейност по транспортните средства от автотранспорта и тежка механизация са за 102 хил. лв.

В направление пренос и разпределение на топлинна енергия е извършена ремонтна дейност за 173 хил. лв., включваща: ремонт на промишлени парни и водни магистрали, градски водни магистрали и отклонения, АС и помпи, възстановяване на хоризонтална планировка след аварии.

За текуща поддръжка са изразходвани общо 349 хил. лв.

Въпреки увеличената наработка на съоръженията, липсата на средства през 2016 г. не е позволила изпълнението на пълния обем планирани ремонтни дейности.

За следващия ценови период необходимите ремонтни дейности са свързани с осигуряване поддържането на дълговременната работа на основните и спомагателни съоръжения, намаляване броя и продължителността на спиранията и минимална смяна на основните съоръжения в работа. Осигуряване на непрекъснато топлоподаване към клиентите на топлинна енергия. Заложените средства за ремонти са минимизирани с оглед намаляване на разходите.

Поради нарушено изолационно съпротивление през предходната година е подменен ротор на генератора. Демонтираният ротор на генератора се предвижда да бъде пренавит, илайфан и балансиран до достигане на необходими параметри. Предвижда се ремонт на трансформатор Т22, вкл. смяна на масло и др.

За освобождаване на обем в шламохранилището ще извършат изгребване и депониране на сгуро- пепелни маси отделени от изгарянето на въглищата. За целта предвиждат разходи за тази дейност да възлизат на 290 хил. лв. годишно.

В УПР не са включени разходите извършвани във връзка с приходи от присъединяване, услуги, разходи за придобиване на дълготрайни материални активи, и др. Разходите за заплати и осигуровки са увеличени с 10% в сравнение с отчетените през 2016 г.

В регулаторната база на активите са включени само тези активи, които са свързани с изпълнението на лицензионните дейности. Не са включени активи, които са свързани със социални разходи, консервирани и изведени от експлоатация и др.

Стойността на оборотния капитал е определена съгл. т.32.5 от Указания-НВ.

С писмо изх. № Е-14-07-4 от 25.04.2017 г. на КЕВР на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ от заявителя е изискано да представи:

1. Аргументирана обосновка за цената на основното гориво-въглища;
2. Обосновка за завишения размер на разходите за заплати и възнаграждения;
3. Обосновка на необходимостта от завишаване на разходите за ремонт в производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия, като се посочат ремонтните разходи и разходите, които имат инвестиционен характер;
4. Подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С писмо с вх. № Е-14-07-4 от 04.05.2017 г. дружеството е предоставило следната информация:

**По т. 1 Аргументирана обосновка за цената на основното гориво – въглища.**

При производството на електрическа и топлинна енергия, „Топлофикация – Сливен” ЕАД влага като основно гориво въглища с произход от „Мини Черно Море – Бургас” ЕАД. През последните няколко години доставките на този вид въглища намалява и през изминалата 2016 г. е преустановена изцяло. На дружеството се е наложило да търси друго гориво, което да е подходящо за наличните съоръжения. Най-удачни и с възможност за доставка на необходимите количества се оказва обогатеното енергийно гориво с произход лигнитни въглища от „Мини Марица изток” ЕАД, преработени и обогатени от „Брикел” ЕАД. В началото на 2017 г. доставчикът на горива „Траш енерджи” ЕООД е уведомил дружеството, че поради вътрешни причини доставките ще бъдат намалени на 10 000 t месечно (приложено писмо от „Траш Енерджи” ЕООД). „Топлофикация – Сливен” ЕАД в спешен порядък е започнала да търси въглища в количества, допълващи необходимите им за нормална непрекъсната работа на съоръженията. Извършени са проби при смесване на обогатено енергийно гориво с вносни въглища, които са успешни. За осигуряване на необходимите количества вносни въглища е сключен рамково споразумение за доставка с „Дайнинг енерджи” ЕООД.

Поради по-високите цени на вносни въглища и участието им в горивната смес с обогатено енергийно гориво се е увеличила и средната цена на доставяните и влагани в производството въглища.

**По т. 2 Обосновка за завишения размер на разходите за заплати и възнаграждения.**

Разходите за заплати и възнаграждения се формират в съответствие с Кодекса на труда, от основни заплати, клас за прослужено време, полагащ се извънреден труд, при осигуряване на непрекъснатата работа на съоръженията и броя на персонала на дружеството, допълнително мотивиращо възнаграждение.

Предвиденото увеличение за предстоящия период е в рамките на 10% и е с цел компенсирание на инфлационните процеси през последните години, увеличение на основните заплати, които изостават и се доближават до минималната работна заплата за страната. Друга причина за предвиденото увеличение на заплатите е непрекъснатата тенденция за напускане на работници, поради ниския размер на възнагражденията и трудни условия на работа в топлоелектрическата централа. Дружеството все повече изпитва затруднения в намирането на подходящи и с нужното образование и квалификация лица, които да започнат работа или да се задържат повече от няколко месеца. Причини за това са както трудността и тежестта на работа, така и невъзможността да им осигурим заплащане в подходящ за това размер. Налага се да се търси начин за допълнителни стимули, които да задържат сегашните работници.

**По т. 3 Обосновка на необходимостта от завишаване на разходите за ремонт в производство на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия, като се посочат ремонтните разходи и разходите, които имат инвестиционен характер.**

Изпълнението на ремонтна програма за 2016 г. е 510 хил. лв. Планираните разходи са 1 733,4 хил. лв. Липсата на средства и ниската изкупна цена на електрическата енергия не е позволила да се реализират дори минималните, в сравнение с необходимостта, предвидени ремонти. Аналогична е ситуацията и в предходните години след измененията на ЗЕ, въвеждане на квоти за комбинирано електропроизводство и фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Затова през 2017 г. са заложили настоящите и останалите от предходната година ремонтни задачи за изпълнение.

- Инсталираните топлопроводи за пара и гореща вода в „Топлофикация – Сливен“ ЕАД (общо) са 42 000 т трасе. Всички те са в работа. Само 5% (2000 метра) от тях са ремонтирани в съответствие с най-добрите налични техники (предварително изолирани тръби), като осигуряват стабилност на работа и съвременни нива на топло загуби. Останалите 95% са изградени и въведени в работа в периода 1972 – 1984 г., като показателите им все по-чувствително се влошават. На практика, след наработката им от минимум 30 години те са с изпълнен проектен живот. Въпреки това през трудният отоплителен сезон 2016-2017 г. и особено в периода на продължителни неблагоприятни метеорологични условия, нямат прекъсвания на топлоподаването. Всичко това е постигнато чрез анализ на проблемните участъци, активни ремонти, използване на иновативни пасивизиращи методи, ежедневен мониторинг на критични зони и превантивно ремонтиране и инвестиране в рамките на финансовите им възможности.

Необходимите средства за цялостно решаване не са във възможностите им към момента, но са заложили с 2,6% по-големи разходи за ремонт 2017 г. спрямо 2016 г., въпреки непълното изпълнение.

- Производство на електрическа и топлинна енергия. В предходните години са успели да инвестират в реконструкцията на основните топлогенериращи мощности (ЕК1 и ЕК2) в т. ч. нискоемисионни горивни инсталации, сероочистваща инсталация. Благодарение на това са намалили над два пъти аварийността. Настоящата ремонтна и инвестиционна програма е продължение и следващ етап в необходимостта за развитие на дружеството. Насочват усилията си в постигане ниво на устойчива работа на електрогенериращите съоръжения – турбогенератор, електрогенератор и свързаните с тях спомагателни възли и агрегати. Факта, че са произведени през 1966 г. и са в работа от 1969 г. – вече 50 години, е показателен за адекватността на планираните мероприятия. В дружеството няма алтернатива при авария – тези съоръжения не са резервирани. Предвид когенерационния режим на работа, тежки проблеми, особено през

активен отоплителен сезон, ще преустановят топлоподаването на 13 076 стопански и битови потребители, вкл. детски градини, училища, болници и др., без алтернатива за отопление. Заложените ремонти са минимално необходими за част от съоръженията и дори закъснели за друга.

Дружеството разчита на пълно и вярно отразяване на необходимите ремонтни разходи, за да може адекватно да участва в енергийната система, като производител на топлинна и електрическа енергия.

**По т. 4 Подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.**

В своята работа при събиране на вземания по съдебен ред „Топлофикация – Сливен“ ЕАД не ползва външни услуги чрез специализирани фирми. Дружеството има сключен граждански договор с адвокат, който съвместява работата като юрисконсулт и събиране на вземания по съдебен ред. „Топлофикация – Сливен“ ЕАД не включва в разходите за лицензионна дейност приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

**След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:**

За новия ценови период дружеството предлага с 14,96% по-високи количества реализирана електрическа енергия, с 2,49% намаление на количествата топлинна енергия с гореща вода и с 14,88% увеличение на количествата топлинна енергия с пара спрямо отчетеното през предходния ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени с 13,45%, а за пара са увеличени с 6,78% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 11,32% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), основно от увеличените разходи за ремонт със 70,73% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 5,41%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи с 96,73%.

#### **Анализ на възвръщаемостта на собственния капитал**

НВск по отчет за ценовия период е -2 728,78% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е отрицателна величина, която се дължи на ръст на променливите и условно-постоянните разходи при условията намалени продажби на електрическа и топлинна енергия.

#### **Образуване на цените**

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт в производството са коригирани от 1 300 хил. лв. на 600 хил. лв. или с 700 хил. лв., като коригираната стойност е свързана с ремонтни дейности като подмяна на ротора на генератора, приети за инвестиция, която ще се включи в РБА за следващия ценови период и разходи, които не са обосновани, в съответствие с т. 1.2 от общия подход. Разликата над отчетената стойност за 2016 г. в размер на 325 хил. лв. е за покриване на предвидени, но неизвършени ремонти през предходния ценови период, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за въоръжена и противопожарна охрана са коригирани от 160 хил. лв. на 135 хил. лв. или с 25 хил. лв. до нивото на отчетната стойност през 2016 г., съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите в допълнително добавената позиция „други“ са коригирани от 55 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 55 хил. лв., поради липса на мотивирана обосновка за наличието им, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за консумативи (химикали, реагенти) са коригирани от 1 705 хил. лв. на 1 468 хил. лв., или с 237 хил. лв. до отчетеното ниво през 2016 г. в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) са намалени от 2 342 хил. лв. на 1 464 хил. лв., или с 878 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 143 450 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t съгласно т. 13 от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала” НВ на привлечения капитал е коригирана от 12,50% на 4,55%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2016 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството” са извършени следните корекции:

- разходът на въглища в комбинираната част на централата е коригиран с 14 300 t на обща стойност 1 572 хил. лв., до изравняване на общата енергийна ефективност с отчетената стойност през изминалия ценови период в съответствие с т. 5 от общия подход;

- коригирана е цената на въглищата от 124,46 лв./тнГ на 109,94 лв./тнГ (с 14,52 лв./тнГ) при калоричност 3 886 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2016 г. 77,91 лв./тнГ при калоричност 2 754 kcal/kg, съгласно т. 8 от общия подход.

- възстановена е променената от дружеството формула на ред 43, в съответствие с формата на справките, утвърдени като приложение към Указания-НВ.

След проведеното открито заседание на 06.06.2017 г. с писмо с вх. Е-14-07-8 от 07.06.2017 г. дружеството е представило възраженията си по Доклада, както следва:

Изразено е несъгласие по отношение на образуването на цените в Доклада, поради това, че не са взети предвид действителните фактически обстоятелства и са извършени намаления на разходите. Посочва се, че в някои случаи те са като обща сума, а в друг случай намалението се извършва чрез корекция на цените на горивото (въглища), като не се вземат под внимание реално извършени разходи, които не са включени в нито една позиция. Дружеството счита, че направените изводи в частта „Образуване на цените“ от Доклада са неправилни и необосновани, като излага следните мотиви:

Разходите за извършване на ремонт в производството са коригирани, като същите са сведени до 600 хил. лв., от планираните 1 300 хил. лв. Посочва се, че намаляването на тези разходи води до ограничаване на възможностите на „Топлофикация-Сливен“ ЕАД да осигури необходимия финансов и организационен ресурс за дейността на дружеството. Невъзможността да бъдат осигурени необходимите средства, поради непризнаване на разходите, е довело до нови проблеми в състоянието на съоръженията през последните месеци, които е необходимо да бъдат незабавно отстранявани, за да се преустановят прекъсванията на технологичния процес на централата. Дружеството заявява, че е извършено актуализиране на ремонтните дейности и следва за предстоящия ценови период, същите да бъдат включени като нови позиции и съответно да бъдат предвидени съответните суми.

Разходите за въоръжена и противопожарна охрана са коригирани от 160 хил. лв. на 135 хил. лв. Дружеството посочва, че има сключен договор за денонощна физическа охрана и пропускателен режим, съгласно който при промяна на минималната работна заплата за страната, месечната сума дължима към фирмата изпълнител, се актуализира с процента на изменението ѝ. Това е и основанието, съгласно което е извършено увеличението на разходите по тази позиция. В подкрепа на твърденията, дружеството е приложило копие на договора и допълнителните споразумения към него. Посочва се, че предвиденото завишение на тези разходи отразява необходимото увеличение за издръжка на охранителите, като те са необосновано непризнати.

„Топлофикация-Сливен“ ЕАД счита, че необосновано и неправилно са отхвърлени

и непризнати изцяло разходите в допълнително добавената позиция „други“. Посочва се, че в тази позиция са включени разходи, които не са включени в останалите позиции и те са за:

- извършване на услуги на територията на дружеството по поддържане и почистване на терена в зоната на оградата на имота, покрай пожароопасните съоръжения и резервоари, почистване на канализационната система от наноси вследствие замърсявания, и др. на обща стойност – 41 хил. лв.

- организиране на обществени поръчки и борсово представителство на Софийска стокова борса за доставка на търгуеми на борсата стоки – 5 хил. лв.

- издаване на сертификати от компетентни органи за форсмажорни обстоятелства – 1 хил. лв.

- услуга за поддържане на автотранспортната техника, пътно строителните машини: багери, булдозери, челни товарачи, използвани в транспортирането и придвижването на въглищата до склада и от склад до котлите, без наличие на замърсявания и наслагвания от абразивен въглищен прах, който води до повишаване аварийността на посочената техника - 8 хил. лв. Посочва се, че същите тези разходи са извършвани и през 2016 г. и са присъщи за дейността на дружеството.

Следващото възражение е относно неправилното и необосновано коригиране на разходите, в частта им за консумативите (химикали и реагенти). В тази позиция са включени разходи за реагенти и химикали за химическа обработка на водата използвана в парогенераторите и топлопреносната мрежа, както и хидратна вар, предназначена за сероочистващата инсталация. Дружеството посочва, че се налага непрекъснато използване на калциев оксид с цел отделяне на серен диоксид в допустимите норми.

Възражава се и срещу намалението от страна на Комисията на разхода за консумативи до нивото през базисната година, тъй като през 2016 г., поради по-големия престой за планов ремонт от два месеца и непланиран престой през месец март, разходът е намален в сравнение с останалите месеци, когато централата е в непрекъснат режим на работа. Поради непланиран престой през месеците януари и февруари 2017 г., разходът на вар също е намален. Посочва се, че от м. септември след приключване на ремонта на сероочистващата инсталация, месечният разход на хидратна вар е увеличен в порядъка на средно по 1200 t/месец. Представена е справка за месечния разход на хидратна вар и химични реагенти за периода от 09.2016 г. до 05.2017 г. Дружеството заявява, че разходът на хидратна вар е съобразен с представената производствена програма за предстоящия ценови период, като той се предвижда да бъде 13 200 t.

Отбелязва се, че поради увеличение на цената на хидратната вар за регулаторния период 2017 г. – 2018 г. ще се увеличи и разходът за нея. Дружеството заявява, че е проведена обществена поръчка с предмет „Доставка на химични реагенти за нуждите на „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, която е приключена и е избран доставчик, който е предложил цена в размер на 174,50 лв./t, без ДДС до склада на „Топлофикация – Сливен“ ЕАД. Посочва се, че при тази цена и необходимото количество от 13 200 t очакваният разход по позиция „консумативи“ общо се предвижда да бъде по-висок от прогнозирания към 31.03.2017 г. и възлиза на 2 396 хил. лв. в т. ч. 93 хил. лв. за реагенти. В тази връзка, дружеството желае да бъде коригирана сумата от 1 705 хил. лв. на 2 396 хил. лв.

„Топлофикация – Сливен“ ЕАД счита, че необосновано е коригиран и разходът за закупуване на емисии парникови газове. Посочва се, че за 2016 г. дружеството има верифицирани 219 909 t емисии въглероден диоксид, като за същия период дружеството е закупило 143 450 квоти. За предстоящия ценови период, се прогнозира увеличение на количеството емисии до 249 963 t., като същото е изчислено в съответствие с работата на съоръженията и производството на електрическа и топлинна енергия и е по-голямо от отчетеното за 2016 г., поради по-големия брой работни часове за предстоящия период спрямо отчетния. Посочва се, че съгласно Директива 2009/29/ЕО на дружеството се полагат безплатни квоти за топлинна енергия за участие в национален план за инвестиции (дерогация), като всяка следваща година тези количества намаляват. За 2016 г.,

дружеството е използвало по тази Директива общо безплатни квоти 67 330, от които по чл. 10а – в размер на 23 299 t. и по чл. 10в – 44 031 t. Дружеството заявява, че за 2017 г., безплатните квоти ще бъдат намалени от 67 330 t на 51 517 t, от които по чл. 10а – 18 493 t, и по чл. 10в – 33 024 t. „Топлофикация – Сливен“ ЕАД заявява, че на практика поради прилагане на т. 13 от общия подход, няма да бъдат признати разходи за закупуване на 54 996 t емисии, което се явява разликата между необходимите за закупуване 198 446 t емисии, които са след приспадане на безплатните, съгласно Директивата и тези, които са закупени през 2016 г. /143 450 t/. Посочва се, че извършването на тази корекция от страна на Комисията, ще доведе до невъзможност дружеството да покрие разходите за закупуване на квоти. Допълва се, че през следващите три години цената ще се увеличи от сегашните 6 – 6,5 евро на 20 USD/t, като цената по която ще трябва да бъдат закупвани емисии ще бъде над 10 евро/t. Дружеството предлага за предстоящия период да се използва цена за един тон най-малко 6,5 евро.

Възражава се и срещу коригирания процент на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, като дружеството счита, че необосновано и неправилно същият е приравнен към пределната пазарна цена по данни на БНБ, към 12.2016 г. Заявява се, че нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е определена съгласно т. 40 от Указания-НВ и е в размер съгласно договорените годишни лихви на заема. Дружеството посочва, че Комисията използва данни за месец декември 2016 г. в противоречие на т.40 от Указания - НВ, като не е взела под внимание статистическите данни за периода (месец, година) за получаване на кредита и изчислената от дружествата норма. Към датата на сключване на договора за кредит пазарната цена по данни на БНБ е 8,53%. Към възражението е представен и договор за финансова помощ.

„Топлофикация – Сливен“ ЕАД счита, че необосновано и неправилно са коригирани разходът и цената за въглища, тъй като прогнозното количество е обосновано с променения режим на работа през предстоящия период, сравнен с отчетната 2016 г., през която са налице спирания за планов ремонт за период от два месеца. Заявява се, че при създадени условия за финансиране и успешно изпълнение на ремонтната програма случаите на аварийни прекъсвания могат да бъдат сведени до нула.

През 2016 г. дружеството е работило изцяло с гориво местно производство, но поради преустановяване работата на „Мина Черно море“ ЕАД от м. април 2017 г. и след успешно проведени проби на съвместно изгаряне на обогатено енергийно гориво и вносни въглища е променен съставът на микса на основното гориво. На база резултатите при съвместното изгаряне е определено съотношението между необходимото количество от всеки вид гориво, което е заложено в производствената програма на дружеството. Посочва се, че от т. 8 от общия подход е видно, че данните от митнически декларации за внос са на цени 100-110 USD/t без включени транспортни и товаро-разтоварни дейности. Дружеството заявява, че договорната цена за вносни въглища към 20.4.2017 г., е 101 USD/t, която е с включени всички разходи до склада на дружеството. Към възражението е приложен анекс към рамково споразумение с „Дайнинг енерджи“ ЕООД за промяна на цената на въглищата от 99,50 USD/t на 101,00 USD/t и счетоводни документи/фактури, митнически декларации и протокол от изпитване на доставяните въглища.

Дружеството посочва, че подходът, изразен в т. 8 от Доклада, не е приложим, тъй като за предстоящия период дружеството няма да ползва гориво само местно производство, а смес от местно и внос. Посочва се, че едно от доказателствата за увеличението на цените на въглищата местно производство е фактът, че се затварят мини, тъй като цените, на които продават въглищата си, са недостатъчни да покриват разходите за производство. Посочва се, че поради намалено производство, дружеството е принудено да търси алтернативни доставки от внос. Заместването на българските горива с изцяло вносни въглища, ще предизвика технологични проблеми за дружеството и допълнително увеличение на разходите за гориво, поради факта, че цената им е по-висока. Основното гориво, което се използва към момента е смес от обогатено енергийно гориво и вносни въглища и е в необходимата пропорция за стабилна работа на котлите, осигуряваща

непрекъснатост на технологичния процес, се посочва във възражението. Средната цена за ценовия период от договорените месечни количества е 124,46 лв./t или 224,21 лв./t уг, при цена на обогатеното енергийно гориво 93 лв./t. и вносни въглища при цена 191,09 лв./t.

Заявява се, че намалението от страна на Комисията на тази цена до отчетната 198,03 лв./t уг ще доведе до невъзможност за извършване на доставки на гориво, а това от своя страна ще доведе и до прекратяване дейността на дружеството.

Във възражението се посочва, че извършената корекция на формулата на ред 43 е с оглед постигане на справедливо отнасяне на разходите за електрическа енергия чрез продажната цена. Дружеството заявява, че поради по-ниската продажна цена на електрическата енергия на свободния пазар, разликата между нея и индивидуалната утежнява цената на топлинната енергия, с което се нарушава интересът на потребителите на топлинна енергия. Разходите, породени от разликата между тези цени, не следва да бъдат компенсирани чрез цената на топлинната енергия. Посочва се, че във връзка с участието на дружеството на свободния пазар за продажба на електрическа енергия, възникват разходи, които са в размер на 282 хил. лв. за 2016 г. Дружеството счита, че тези разходи трябва да бъдат включени в разходите за електрическа енергия, тъй като в Доклада, те не се коментират.

Във възражението е посочено, че дружеството се е възползвало от правото да добавя редове или колони в таблиците, съгласно т. 8 от Указанията – НВ, като се настоява разходът за балансиране в размер на 282 хил. лв. да бъде признат и отнесен към разходите за електрическа енергия.

„Топлофикация–Сливен“ ЕАД посочва, че в изпълнение на Наредба за реда и начина за набирането, разходването и отчитането и контрола на средствата на „Фонд сигурност на електроенергийната система“ за 2016 г., дружеството е начислило общо 679 хил. лв., които по никакъв начин не могат да бъдат получени чрез приходите. Вноската е определена като процент от приходите и не може да се определи конкретно, каква ще бъде стойността ѝ в крайната цена на електрическата енергия. Предвид създадения регламент за нейното съществуване се предлагат два варианта за компенсиране, единият е дружеството да получи по-висока добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ, а другият чрез увеличаване на нормата на възвръщаемост на капитала.

Дружеството желае да бъдат взети предвид и следните разходи, възникнали в периода между внасянето на заявлението за утвърждаване на цените за топлинна и електрическа енергия и към настоящия момент, а именно:

1. Във връзка с констатирани съществени отклонения от нормалната работа на агрегатите се налага извършване на аварийни ремонти на:

- Подвесна система на цилиндри ниско и високо налягане на турбогенератор на стойност 135 000,00 лв., съгласно договор № 43/05.06.2017 г.;

- Клапанна кутия на турбогенератор на стойност 130 000,00 лв., съгласно договор № 42/05.06.2017 г.;

- Ремонт на трансформатор Т 103 на стойност 120 000,00 лв., съгласно договор № 41/05.06.2017 г.

- Доставка на месингови тръби на кондензатор на стойност 280 000,00 лв., документи за обществена поръчка;

- Разходи по сгурно езеро.

2. Дружеството заявява, че съгласно предписание в констативен протокол от община Сливен за осигуряване свободен обем в ППС2 е необходимо да се започнат дейности за освобождаване и с цел избягване налагането на санкции, които възлизат на стойност около 320 хил. лв. Дружеството желае същите да бъдат признати и първоначалната прогнозна стойност на този разход от 290 хил. лв. да бъде променен на 610 хил. лв.

3. Извозване на отпадък от територията на основна площадка на дружеството – при работата на инсталациите се отделя отпадък по сух способ. Складирането му на площадката за предварително съхранение изисква периодично извозване, като за целта е



сключен договор с фирма, притежаваща разрешение за работа, транспорт и депониране на неопасни промишлени отпадъци. Посочва се, че договорът е за една година и е на стойност 250 хил. лв.

4. Пещостроителни и топлоизолационни дейности - доставка на материали и изпълнение – посочва се, че след приключване на отоплителния сезон, проверка на наличностите от пещостроителни материали и прегледа на съоръженията, са конкретизирани обемите за доставка и изпълнение, които възлизат на стойност 800 хил. лв.

„Топлофикация-Сливен“ ЕАД заявява, че към 07.06.2017 г. откритите процедури по Закона за обществени поръчки са качени на сайта на Агенцията по обществени поръчки (АОП) и са в режим на осъществяване на външен контрол от АОП. След 09.06.2017 г., при спазени срокове на процедурите по ЗОП, ще бъдат предоставени допълнително данни за изпълнението им.

С писмо с вх. № Е-14-07-4 от 15.06.2017 г. във връзка с постъпилото първоначално възражение и проведеното обществено обсъждане, дружеството е представило допълнителни данни за работата на съоръженията през месеците март, юни, юли и август от отчетната 2016 г. и производствената програма за същите месеци на ценовия период 2017 г.-2018 г. Приложена е таблица. Посочва се, че планираните през предстоящия ценови период показатели са с по-високи стойности, сравнени със същите за съответните месеци от отчетната 2016 г., а именно:

- произведената електрическа енергия е с по-високи стойности с 23 019 MWh;
- произведената топлинна енергия от комбинирано производство е с по-високи стойности с 37 888 MWh;
- броят на работните часове при комбинирано производство са с 1 272 h повече;
- вложеното количество въглища в условно гориво е с 14 822 t уг повече, от отчетените през 2016 г.

Дружеството заявява, че при калоричност 3 886 kcal/kg, 14 822 t уг в натурални тонове са 17 662 t, поради по-големия брой работни часове на съоръженията за комбинирано производство разходът на въглища за предстоящия ценови период е по-голям в сравнение с отчетната 2016 г. Дружеството желае да бъдат взети предвид представените аргументи и да бъдат коригирани намалените 14 300 t въглища.

Посочва се, че увеличеният брой работни часове на съоръженията води до по-голям разход на вар за сероочистващата инсталация, което е изложено във възражението от 07.06.2017 г.

Към настоящото становище, дружеството е представило копие на документи от сайта на АОП за следните обществени поръчки: „Доставка на месингови тръби за кондензатор за нуждите на „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Освобождаване на обем на площадка за предварително съхранение на неопасни производствени отпадъци и опръстяване за нуждите на „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, и „Услуги по пещостроителни и изолационни работи и доставка на пещостроителни и изолационни материали за нуждите на „Топлофикация – Сливен“ ЕАД.

Дружеството заявява, че поради допуснатата техническа грешка в работните файлове в Приложение № 9 от ценовия модел, относно разпределението на топлинната и електрическа енергия, е представено коригирано Приложение № 9, което не води до промяна на подадените в заявлението за утвърждаване на цени прогнозни параметри.

С писмо с вх. № Е-14-07-3 от 20.06.2017 г. е постъпила допълнителна информация и дружеството посочва, че с цел повишаване ефективността на комбинираното производство, както и на централата, се търсят начини за увеличаване на топлопотреблението, както от клиенти с гореща вода, така и на пара. Посочва се, че през последните седмици дружеството води преговори с фирма „Динас“ АД, която да се присъедини към топлопреносната мрежа, да започне да използва пара. Към момента е сключен предварителен договор № 3 за присъединяване на нов стопански обект, подписан на 08.06.2017 г. с посочената фирма, като е приложено заверено копие на същия.

„Топлофикация-Сливен“ ЕАД заявява, че очакваните годишни количества пара, които „Динас“ АД ще ползва, са в порядъка на 11 600 MWh. Така общото количество пара, предназначено за продажба, за регулаторния период ще се увеличи от 101 891 MWh на 113 500 MWh. Дружеството посочва, че тези количества пара ще повишат ефективността на комбинираното производство, както и нетното количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство, което ще се увеличи от 93 336 MWh на 97 336 MWh, за сметка на количеството електрическа енергия от невисокоефективно производство, което ще намалее от 31 607 MWh на 27 607 MWh.

Дружеството желае при разглеждане на подаденото заявление за утвърждаване на цени да бъдат взети под внимание посочените допълнителни обстоятелства, включващи още 4 000 MWh електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство.

**След преглед на постъпилите възражения от дружеството Комисията счита:**

1. Възражението на дружеството относно направената корекция на разходите за ремонт в производството от 1 300 хил. лв. на 600 хил. лв. или с 700 хил. лв., се приема частично. Възстановени са 394 хил. лв. от коригираните разходи за ремонт в производството, предвид представената обосновка, че невъзможността да бъдат осигурени необходимите средства, поради непризнаване на разходите в миналите ценови периоди е довело до нови проблеми в състоянието на съоръженията през последните месеци, които е необходимо да бъдат незабавно отстранявани, за да се преустановят прекъсванията на технологичния процес на централата и в съответствие с т. 1.2. от приетия общ подход.

2. Възражението на дружеството относно направената корекция на разходите за въоръжена и противопожарна охрана от 160 хил. лв. на 135 хил. лв. или с 25 хил. лв. до нивото на отчетната стойност през 2016 г. се приема. Дружеството е представило мотивирана обосновка че има сключен договор за денонощна физическа охрана и пропускателен режим, съгласно който при промяна на минималната работна заплата за страната, месечната сума дължима към фирмата изпълнител, се актуализира с процента на изменението ѝ, като е представен копие от договора.

3. Възражението на дружеството относно направената корекция на допълнително добавената позиция „други“ от 55 хил. лв. на 0 хил. не се приема. Допълнителните дейности, които са изброени в представената обосновка могат да се извършват чрез наличния щатен персонал, а разходите за такси за сметка на възвръщаемостта.

4. Възражението на дружеството относно направената корекция на разходите за консумативи (химикали, реагенти) от 1 705 хил. лв. на 1 468 хил. лв., или с 237 хил. лв. до отчетеното ниво през 2016 г. се приема. В допълнително представената обосновка се уточнява, че, поради по-големия престой за планов ремонт през 2016 г. от два месеца и непланиран престой през месец март, разходът е намален в сравнение с останалите месеци, когато централата е в непрекъснат режим на работа. Поради непланиран престой през месеците януари и февруари 2017 г., разходът на вар също е намален. Посочва се, че от м. септември след приключване на ремонта на сероочистващата инсталация месечният разход на хидратна вар е увеличен в порядъка на средно по 1200 t/месец. Представена е справка за месечния разход на хидратна вар и химични реагенти за периода от 09.2016 г. до 05.2017 г.

5. Възражението на дружеството относно направеното намаление на разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) от 2 342 хил. лв. на 1 464 хил. лв., или с 878 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 143 450 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t не се приема.

С цел недопускане в прогнозните разходи значителни суми за закупуване на квоти, при прогнозни цени на същите, Комисията счита за коректен подход реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 143 450 t да се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

6. Възражението на дружеството относно направената корекция на нормата на

привлечения капитал от 12,50% на 4.55%, в съответствие с Глава втора, Раздел III, т.41 от Указания – НВ не се приема. Регулаторните правомощия на Комисията включват определяне на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници.

7. Възражението на дружеството относно направената корекция на цената на въглищата от 124,46 лв./тнг на 109,94 лв./тнг (с 14,52 лв./тнг) при калоричност 3 886 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2016 г. 77,91 лв./тнг при калоричност 2 754 kcal/kg не се приема. Въпреки, че за предстоящия ценови период дружеството няма да ползва гориво само местно производство, а смес от местно и внос, с оглед на постигане на равнопоставеност между дружествата, работещи изцяло с вносни въглища и изцяло с местни са направени следните експертни пресмятания. За дружество, работещо само с вносни въглища, цената, приета от Комисията е 176,82 лв./т при калоричност 6 000 kcal/kg. Цената на преобладаващата част на добиваните въглища от местен добив се определя със заповед на министъра на енергетиката. Към настоящия момент цената на въглищата от местен добив се запазва. Цената от внос при калоричност 3 886 kcal/kg равна на утвърдената цена от внос при калоричност 6 000 kcal/kg е 114,52 лв./т. При микс от местен добив и запазваща се цена от 2016 г., утвърдената от Комисията цена от 109,94 лв./тнг при калоричност 3 886 kcal/kg е обоснована.

8. Възражението на дружеството относно не включване в разходите на разходи за балансиране в размер на 282 хил. лв. не се приема. Дружеството е в балансираща група с дружества, които при нормална експлоатация не предизвикват такива разходи. Конкретно възникналите разходи са в резултат на форсмажор, който не може да се включи като разход в предстоящия ценови период.

9. Възражението по отношение на коригираните разходи за „Фонд сигурност на електроенергийната система“ не се приемат. Основанието за този подход е чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ.

По същество предложението на дружеството е частично уважено, като НВск се повишава от 6% на 7%, но чрез увеличаване на добавките по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ не могат да се посрещат допълнителни разходи.

10. Допълнително възникналите разходи за аварийни ремонти в периода между подаване на заявлението за цени и утвърждаването им не се приемат в разходната част на цените за следващия ценови период. Допускането, че през новия ценови период ще се случат подобни аварийни ситуации и съпътстващите ги разходи от регулаторна гледна точка е неприемливо.

11. Допълнителните претенции за включване на нови разходи, които не са включени в разходната част на подаденото заявление и възникналите в периода между подаване на заявлението за цени и утвърждаването им не се приемат в разходната част на цените за следващия ценови период. Те по същество могат да се планират и мотивирано обосноват.

12. Направени са промени в производствената програма на дружеството, в следствие постъпило писмо с вх. № Е-14-07-3 от 20.06.2017 г. и представена допълнителна информация за присъединяване на нов стопански обект. Така общото количество пара предназначено за продажба за регулаторния период се увеличава от 101 891 MWh на 113 500 MWh, нетното количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство се увеличава от 93 336 MWh на 97 336 MWh, за сметка на количеството електрическа енергия от невисокоефективно производство, което намалява от 31 607 MWh на 27 607 MWh.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Сливен“ ЕАД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 149,38 лв./MWh, в т. ч.:
  - индивидуални разходи за единица енергия – 139,38 лв./MWh
  - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) –

75,63 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 75,93 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 32 529 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 31 168 хил. лв., от които условно-постоянни – 8 981 хил. лв. и променливи – 22 187 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 17 288 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,87%
- Електрическа енергия– 124 943 MWh
  - от високоефективно комбинирано производство – 97 336 MWh
  - от нискоефективно производство – 27 607 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 98 347 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 113 500 MWh

Цена на въглицата – 109,94 лв./t при калоричност - 3 886 kcal/kg

#### **14. „Топлофикация Габрово” ЕАД**

С писмо с вх. № Е-14-11-57 от 03.04.2017 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия и цена на топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“. Към заявлението дружеството е представило на хартиен и електронен носител следните документи:

1. Отчетна информация за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. с приложени справки от № 1 до № 9;

2. Прогнозна информация за ценовия период от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г. с приложени справки от № 1 до № 9;

3. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. до 30.06.2017 г. (Приложение № 3);

4. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия (Приложение № 3);

5. Отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите (Приложение № 4);

6. Справки за горивата (Приложение № 2);

7. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите „производство на топлинна и електрическа енергия“ и „пренос на топлинна енергия“ за 2016 г.;

8. Справка за произведената и продадена електрическа енергия и разходите за собствени нужди за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г.;

9. Годишен финансов отчет за 2016 г.;

10. Обосновка на техническите и икономическите данни във връзка с предложението за утвърждаване на цени на енергия за регулаторния период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.;

11. Копие на Договор за изкупуване на електрическа енергия, произведена от топлоелектрически централи с комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, сключен с „Енерго-Про Продажби“ АД;

12. Копие на договори за покупко-продажба на горива;

13. Доказателства за оповестяване на предложените цени във вестник „Вести“;

14. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

**Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2017 г., както следва:**

- Преференциална цена на електрическата енергия – 295,51 лв./MWh;

- Цена на топлинната енергия с топлоносител „гореща вода“ – 169,97 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на:

- въглища – 160,00 лв./t при калоричност – 4 000 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 180 лв./t при калоричност – 9 500 kcal/kg;
- цена на биомаса - 150 лв./t при калоричност – 2 460 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка на техническите и икономическите данни във връзка с предложението за утвърждаване на цени на енергия за регулаторния период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., както следва:

**I. Справка № 1. „Разходи“** – дружеството посочва, че прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. са определени, като са анализирани заявените такива за предходния ценови период и отчетните данни за 2016 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през прогнозния период.

**1. Разходи за амортизации** – посочва се, че дълготрайните активи (ДА) се амортизират, съгласно прилаганата в дружеството счетоводна политика и счетоводния амортизационен план. Разходите за амортизации на ДА са изчислени, съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизации за новия регулаторен период са включени тези на въведените в експлоатация ДА до началото на месец март 2017 г., начислен върху ДА само за електрическа енергия, представлява 10 хил. лв., а за топлинна енергия е разпределен по направления „Производство“ - 100 хил. лв. и „Пренос“ - 40 хил. лв. Амортизацията, начислявана върху ДА, общи за двата продукта, представляват 10 хил. лв.

**2. Разходите за ремонт** са в размер на 220 хил. лв., в т. ч. 120 хил. лв. в направление „Производство“ и 100 хил. лв. в направление „Пренос“.

**3. Разходи за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях** – дружеството посочва, че техният размер е съобразен с числеността на персонала, обслужващ дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и „Пренос на топлинната енергия“ и възнагражденията, определени на база подписаните трудови договори. Числеността на персонала в дружеството за двете дейности е оптимизирана до 77 работници и служители. Планираните средства за работна заплата общо за дружеството за периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. са 729 хил. лв., от които 660 хил. лв. за дейността „Производство“ и 69 хил. лв. за „Пренос“. Разходите за начисления, свързани със заплати и възнаграждения за 2016 г. и ценови период 01.07.2017 г.-06.2018 г. са определени на база действащото законодателство. Дружеството заявява, че увеличението на разходите за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях през новия ценови период спрямо същите за 2016 г. е минимално с 2,8%. Средствата за работна заплата и осигурителни вноски на персонала са посочени без да се предвиждат неотработени дни и неплатени отпуски.

Средствата за социални разходи за 2016 г. са 6,92% от средствата за работна заплата, и се запазват в същия размер и за новия ценови период.

**4. Обосновка на разходите пряко свързани с дейността по лицензията** – определени са на база разходите през отчетната 2016 г. Общият им размер по отчет за 2016 г. е 119 хил. лв., а този за новия ценови период е 122 хил. лв. Дружеството посочва, че поради ниските цени, утвърдени от КЕВР за отчетната 2016 г., и вследствие от това занижен входящ паричен поток в дружеството, част от планираните разходи за 2016 г. не са извършени.

**5. Приходи от присъединяване и от топлоносител** – дружеството посочва, че през новия ценови период не са планирани приходи от присъединяване, тъй като до момента няма заявени нови клиенти, както и за ползване на топлоносител. През 2016 г. също няма реализирани приходи от описаните по-горе дейности.

#### **6. Обосновка на променливите разходи**

**6.1. Разходите за горива** са в съответствие с показателите в Справки № 4. Специфичният разход на условно гориво за електрическа енергия от комбинирано производство за регулаторния период 07.2017 г. – 06.2018 г. е приет в размер на 393,84

g/kWh<sub>e</sub> при отчетна стойност 449,82 g/kWh<sub>e</sub> за 2016 г. Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от комбинирано производство за регулаторния период 07.2017 г. – 06.2018 г. е приет в размер на 119,74 kg/MWh<sub>th</sub> при отчетна стойност 141,82 kg/MWh<sub>th</sub> за 2016 г.

**6.2. Разходите за вода се формират от три компонента** - разходи за вода за подпитка, разходи за вода за технологични нужди и разходи за вода за битови нужди. Разходът за вода за подпитка в натурално изражение за новия регулаторен период е приет в размер на 13,9 m<sup>3</sup>/h, при разход за 2016 г. 22,3 m<sup>3</sup>/h. За подпитка на топлопреносната мрежа се използва химически обработена вода. За технологични нужди се използва вода от р. Янтра за която на Басейнова дирекция-Дунавски район се заплаща цена в размер на 0,045 лв./m<sup>3</sup>. Дружеството заявява, че приетата стойност за новия регулаторен период е в съответствие с постигнатите стойности за последните две години.

**6.3. Разходите за закупена електроенергия** – формират се от количеството електрическа енергия, предназначено за абонатните станции и количествата, закупени извън отоплителния сезон, когато централата няма собствено производство. В разходите са включени средствата за Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, представляващи 5% върху приходите от продадената електроенергия.

**6.4. Разходите за консумативи** включват разходи за солен разтвор в размер на 4 хил. лв., химикали и консумативи в размер на 3 хил. лв., разходите за вар в размер на 4 хил. лв.

**6.5. Обосновка на разходите за външни услуги** – те са запазени в същия размер, като отчетната 2016 г.

**6.6. Обосновка на разходите за емисии парникови газове** – за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. предстоящите за закупуване емисии въглероден диоксид за производството на електрическа и топлинна енергия са определени като от верифицираните количества са приспаднати предвидените безплатни квоти за двата продукта, съгласно Директива 2009/29ЕО. Общото количество на дефицита от емисии въглероден диоксид за производството на двата продукта за новия ценови период възлиза на 5 045 t CO<sub>2</sub>. Цената на предстоящите за закупуване емисии е определена в размер на левовата равностойност на 5,12 евро/t CO<sub>2</sub> и представлява средната годишна цена на квотите за въглеродни емисии на борсата ICE за 2016 г. Разходите за закупуването на емисиите възлизат на 60 540 лв.

**II. Справка № 2 – „Регулаторна база на активите“** – справката е изготвена като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2016 г. В стойността на ДА не са включени тези, несвързани с лицензионната дейност и отдадените под наем, както и разходите за придобиване и ликвидация на ДА, а само стойността на ДА в експлоатация към 31.12.2016 г. Регулаторната база на активите е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за разделно и комбинирано производство, така и по продукти.

**1. Признатата стойност на ДА и тяхното разделяне между двата продукта** – общата призната стойност на ДА за ценообразуването е разделена на призната стойност за производство на топлинна и електрическа енергия, и призната стойност за пренос на топлинна енергия. Дружеството заявява, че признатата стойност на ДА за производство на топлинна и електрическа енергия се разделя между двата продукта по следния начин: ДА, които могат да бъдат пряко отнесени към всеки един от произвежданите продукти, се разпределят към него, а тези които не могат да бъдат пряко отнесени към производството на топлинната или към производството на електрическата енергия, се разделят пропорционално на база стойностите на дълготрайните активи, пряко обслужващи производството на двата продукта.

**2. Стойността на оборотния капитал и разпределянето му между двата продукта** – дружеството посочва, че стойността на оборотния капитал за всяка от дейностите е същата както и през отчетния период.

**III. Справка № 3 – „Норма на възвращаемост на капитала“** – стойността на собствения капитал е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2016 г., като не включва текущия финансов резултат. Нормата на възвращаемост на собствения капитал е в размер на 8%. Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО – 10%.

**IV. Справка № 4- „ТИП-производство“** – Техничко-икономическите показатели използвани за определяне на цените през прогнозния ценови период са на базата на отчетните данни за предходните години, като разчета е съобразен с някои особености през 2016 г. и най-вече с проблемите при въвеждането на ЕПГ 8 в нормална експлоатация. Дружеството заявява, че през прогнозния ценови период се предвижда централата да работи само с инсталациите за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, като не е предвидена работа на парната част на централата. Предвидено е увеличение на произведената и реализирана топлинна и електрическа енергия, поради въвеждането в работа на ЕПГ 8 на биомаса и осигуряването на подходящата му горивна база.

**1. Обосновка на количествата произведена топлинна и електрическа енергия, за собствени нужди и количеството електрическа енергия за продажба** – общото количество произведена топлинна енергия от инсталацията за комбинирано производство е 49 974 MWh<sub>th</sub> от която 35 700 MWh<sub>th</sub> е топлинната енергия с гореща вода отпусната към преноса и 14 274 MWh<sub>th</sub> топлинна енергия за собствени нужди. Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база на отчетените данни през изминали периоди с отчитане на текущото състояние на съоръженията, приетите режими на работа с двата енергийни котела и външните метеорологични условия. Прието е прогнозно количество на топлинна енергия за собствени нужди в размер на 14 274 MWh<sub>th</sub>. Дружеството предвижда с нормализиране работата на енергийните парогенератори да се увеличат работните часове и средния електрически товар на ТГ 3, като количеството произведена електрическа енергия достигне 8 900 MWh<sub>e</sub>. Посочва се, че количеството електрическа енергия за продажба е разлика между количеството произведена електрическа енергия от ИКП и количествата електрическа енергия за собствени нужди, като за регулаторния период от 07.2017 г. е прогнозирано в размер на 6 200 MWh<sub>e</sub>.

**V. Справка № 5- „ТИП-Пренос“** – през периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 24 000 MWh, които включват топлоенергия за отопление – 23 900 MWh и топлоенергия за битово-горещо водоснабдяване -100 MWh.

**1. Обосновка на топлинна енергия за разпределение (отопление и битово-горещо водоснабдяване)** – дружеството заявява, че топлинната енергия за отопление е определена на базата на анализа на същия показател по отчетни данни за предишни отчетни периоди, като са взети в предвид и проблемите в централата и аварийността по топлопреносната мрежа, които са довели до намаляване на този показател през 2016 г. и ценовия период от 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. Предвидено е увеличение на количеството топлинна енергия за отопление с 3 847 MWh в сравнение с отчетената през 2016 г. и с 2 795 MWh в сравнение с отчетеното през последния ценови период. При същите стойности за корекционните фактори и същата изчислителна мощност за отопление очакваното количество топлинна енергия за отопление за отоплителен сезон 2017/2018 г. възлиза на 23 900 MWh<sub>th</sub>.

Топлинната енергия за битово-горещо водоснабдяване е ограничена в размер на 100 MWh, поради нежеланието на абонатите да ползват услугата, както и поради сезонната работа на централата.

**2. Обосновка на общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи** – дружеството посочва, че общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи е определено на базата на отчетеното през минали периоди, състоянието на топлопреносната мрежа и предвидените мерки през 2017 г. за намаляване на загубите на топлоносител. За отчетните 2016 г. и ценовия период

от 01.07.2016 г. до 30.06.2017 г. този показател е съответно 9 204 MWh или 31,3% и 12 410 MWh или 36,9% от изнесената към преноса топлоенергия. За новия ценови период прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи е определено в размер на 117 MWh и е 32,8% от изнесената към преноса топлоенергия. Отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода за прогнозния ценови период е в размер на 35 700 MWh.

С писмо с изх. № Е-14-11-7 от 25.04.2017 г. от „Топлофикация–Габрово“ ЕАД, на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ, и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ, е изискано да представи следната допълнителна информация:

1. Обосновка на необходимостта от завишаване на разходите за ремонт в производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия, като се посочат ремонтните разходи и разходите, които имат инвестиционен характер;

2. Аргументирана обосновка за цената на основното гориво-въглища;

3. Подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С писмо към вх. № Е-14-11-7 от 04.05.2017 г. дружеството е представило следната информация:

**1. Обосновка на необходимостта от завишаване на разходите за ремонт в производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия** – дружеството заявява, че посочените прогнозни разходи за новия регулаторен период са в размер на 220 хил. лв., като са разделени на разходи за ремонт за преноса, отнесени към топлинната енергия – 100 хил. лв. и разходи за ремонт за производство, отнесени към електрическата енергия – 10 хил. лв., отнесени към топлинната енергия – 20 хил. лв. и общо за двата продукта – 90 хил. лв. Заявяват, че така посочените разходи са малка част от необходимите средства за ремонт в производството и преноса на енергия, като необходимите разходи за ремонт възлизат на около 800 хил. лв. Дружеството посочва, че тези средства са планирани за ремонтни дейности в следните направления:

- Ремонт по топлопреносната мрежа – 105 хил. лв.

- Ремонтни дейности по ЕПГ 2 – 41 хил. лв.

- Ремонтни дейности по ЕПГ 8 – 52,5 хил. лв.

- Ремонтни дейности по ТГ 3 – 11,5 хил. лв.

**2. Обосновка за цената на основното гориво – въглища** – дружеството заявява, че прогнозната цена от 160 лв./т без ДДС за гориво – въглища за новия регулаторен период е посочена, като се има в предвид следното: прогнозното количество необходими въглища за новия отоплителен сезон е 6 500 t със средна долна калоричност 4 000 kcal/kg, като горивната смес се състои от 50% обогатено енергийно гориво (ОЕГ) със средна калоричност 3 000 kcal/kg и 50% вносни черни въглища марка „Д“ със средна калоричност

5 000 kcal/kg. „Топлофикация–Габрово“ ЕАД посочва, че вносните въглища се доставят на два пристанищни порта (порт Русе и порт Бургас), като разстоянието между Габрово и пристанищен порт Русе е 146 km, а разстоянието между Габрово и пристанищен порт Бургас е 262 km. Обогаденото енергийно гориво се доставя от „Брикел“ ЕАД, гр. Гълъбово. Разстоянието между Габрово и Гълъбово е 169 km и цената за транспорт възлиза на 0,115 лв./km. Дружеството заявява, че цената от 162,62 лв./т. е изчислена като са предвидени доставките да бъдат  $\frac{1}{4}$  от пристанищен комплекс Русе,  $\frac{1}{4}$  от пристанищен комплекс Бургас и  $\frac{1}{2}$  от Гълъбово.

**3. Обосновка за получените приходи от присъединени юрисконсултски възнаграждения** – „Топлофикация – Габрово“ ЕАД заявява, че няма назначен юрисконсулт на трудов договор и не ползва външни юрисконсултски услуги. По образуваните дела дружеството се защитава от адвокат на граждански договор от Габровска адвокатска колегия. Дружеството заявява, че няма получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано



**следното:**

За новия ценови период дружеството предлага с 27,94% по-високи количества реализирана електрическа енергия и с 13,18% увеличение на топлинната енергия с гореща вода спрямо предходния ценови период.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени с 5,72% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 8,94% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), в следствие на разходите за ремонт с 37,50%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период запазване размера на общата стойност на инвестиционните разходи на нивото на отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.).

**Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал**

НВск по отчет за ценовия период е -98,09% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е отрицателна величина, която се дължи на ръст на променливите разходи при условията на намалени продажби на електрическа и топлинна енергия.

**Образуване на цените**

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- общите разходи за амортизации са коригирани от 160 хил. лв. на 22 хил. лв. или със 138 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност и натрупаната към 31.12.2016 г. амортизация на активите от позиция „машини, съоръжения и оборудване” съгласно справка № 2 „РБА” и амортизационна норма за регулаторни цели;

- разходите за закупена енергия са коригирани от 670 хил. лв. на 500 хил. лв. или със 170 хил. лв., като неприсъщ разход при постоянен режим на производство на централата и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) са намалени от 61 хил. лв. на 0 хил. лв., или с 61 хил. лв., поради липса на закупени емисии, в съответствие с данните на дружеството в справка №4, ред 34.3 и съгласно т. 13 от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

4. В справка № 4 „ТИП в производството” са направени следните корекции:

- коригирани са собствените нужди от електрическа енергия от 2 700 MWh (30,34%) на 1 850 MWh (20,79%) съгласно т. 7 от общия подход;

- коригирана е цената на въглищата от 160 лв./тнГ на 132,67 лв./тнГ (с 27,33 лв./тнГ) при калоричност 4 000 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2016 г. 126 лв./тнГ при калоричност 3 799 kcal/kg, съгласно т. 8 от общия подход;

- коригирана е цената на биомасата от 150 лв./тнГ на 89,59 лв./тнГ (с 60,41 лв./тнГ) при калоричност 2 460 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2016 г. 117,80 лв./тнГ при калоричност 3 231 kcal/kg, , съгласно т. 8 от общия подход;

5. В справка № 5 „ТИП в преноса” технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 11 700 MWh на 3 150 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход.

След проведеното открито заседание на 06.06.2017 г. с писмо с вх. № Е-14-11-12 от 06.06.2017 г. дружеството е представило възразенията си по Доклада, както следва:

Дружеството възразява срещу направените промени и корекции, като се посочва, че те са направени без да са взети предвид достигнатите реални нива на разходи, цени и технологични загуби в последните години.

**1. По общите разходи за амортизации** – дружеството заявява, че котел на биомаса SZL20-2,5/400-M с отчетна стойност 2 482 945 лв., с издадено Разрешение за ползване от 29.12.2016 г., е осчетоводен като ДМА. При годишна амортизационна норма от 3,33%, разходите за амортизация на дружеството само от този актив са 82 хил. лв. на годишна база. През 2016 г. отчетените разходи за амортизация са на стойност 140 хил. лв. Дружеството посочва, че няма никакво основание през следващия отчетен период те да бъдат намалявани, като същите трябва да бъдат повече от миналата година.

**2. По общите разходи за закупена електрическа енергия** – посочва се, че те се повишават и няма как дружеството да приеме по-малки от посочените 670 хил. лв. за новия регулаторен период, които са на база отчетни данни за 2015 г. и 2016 г.

**3. По разходите за емисии парникови газове** – дружеството е приложило заверени копия на фактура и платежно за закупуване на квоти за емисии, с които доказва разходите за емисии парникови газове.

**4. По отношение цената на горивата** – дружеството не приема така коригираните разходи за горива. Цената на въглищата, които се закупуват от дружеството, са на база сключени договори. „Топлофикация-Габрово“ ЕАД посочва, че са направени изчисления за средна цена на въглищата, която възлиза в размер на 158,98 лв./t. при средна калоричност на смеската – 4 299 kcal/kg, въз основа на базова цена на вносните въглища от 88 USD/t при 6000 kcal/kg, към цената са прибавени 8 USD/t за транспортни разходи за черноморски и дунавски регион и товароразтоварни дейности 4,98 лв./t (които са определени за „Топлофикация Русе“ ЕАД), и прибавени към транспортните разходи от пристанищните портове до територията на дружеството. Дружеството посочва, че цената за транспорт е 0,115 лв./km. Средната цена е изчислена като са предвидени доставките да бъдат 1/4 от пристанищен комплекс Русе, 1/4 от пристанищен комплекс Бургас и 1/2 от Гълъбово. Дружеството заявява, че при средна калоричност 4000 kcal/kg на микса, изчислената цената за тон е 150,37 лв./t. Не се приема и коригираната цена на гориво - биомаса, тъй като има трайна тенденция на повишаване на цената. Приложено е копие на оферта за доставка на дървесина от СИДП-Габрово. Дружеството посочва, че теглото на един плътен кубик дървесна маса е 0,64 t и предложената цена за покупка на технологична дървесина и дърва за огрев от твърди широколистни видове в плътни m<sup>3</sup> е 73 лв./пл.m<sup>3</sup>, т.е. цената за тон се получава  $73/0,64 = 114,06$  лв./t, прибавят се 15 лв./t за смилане и 26 лв./t за транспортни разходи и се получава средна цена от 155,06 лв./t. Дружеството заявява, че това е цената за сурова дървесина с 45% влага и калоричност 2 200 kcal/kg. Предвиденото количество за изгаряне през новия отоплителен сезон е 13 550 t. Останалата част от сместа са 2 650 t слънчогледови пелети със средна калоричност 3 800 kcal/kg и цена от 125 лв./t. Средната цена на биомаса е 150,09 лв./t.

**5. По отношение технологичните разходи по преноса на топлинна енергия** – дружеството посочва, че няма възможност да влага значителни средства за подобряване на топлопреносната мрежата, поради ниските цени и коригирането от страна на Комисията на средствата за ремонт и ниската ликвидност. Посочва се, че отчетените загуби за 2015 г. са

9 205 MWh, а за 2016 г. – 9 204 MWh, като посоченото от регулатора количество е почти три пъти по-малко от отчетеното за предходните години.

**6. Норма на възвращаемост на привлечения капитал** – дружеството посочва, че в противоречие на т. 40 от Указания - НВ КЕВР е определила норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 4,55%, като не е взела под внимание статистическите данни за периода (месец, година) за получаване на кредита. Съгласно статистическите данни на БНБ за пазарните нива на лихвения процент по години и месеци и договорите на дружеството, нормата на възвръщаемост на привлечения капитал на „Топлофикация-Габрово“ ЕАД е 6,31%.

Дружеството желае да бъдат преразгледани направените корекции с цел избягване на по нататъшно влошаване на недоброто финансово състояние на „Топлофикация-Габрово“ ЕАД.

**След преглед на постъпилите възражения от дружеството Комисията счита:**

1. Възражението на дружеството относно направената корекция на общите разходи за амортизации от 160 хил. лв. на 22 хил. лв. или със 138 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност и натрупаната към 31.12.2016 г. амортизация на активите от позиция „машини, съоръжения и оборудване” съгласно справка № 2 „РБА” не се приема. За регулаторни цели Комисията може да ограничи нивото на определен разход, в случай на лошо финансово състояние на дружеството и драстично по-високи цени, в сравнение с предприятията от сектора топлоснабдяване.

2. Възражението на дружеството относно направената корекция на разходите за закупена енергия от 670 хил. лв. на 500 хил. лв. или със 170 хил. лв. се приема частично. Възстановена е сумата от 70 хил. лв. в преноса за закупуване на електрическа енергия за абонатните станции в съответствие с отчетената стойност през 2016 г. и т. 1 от общия подход.

3. Възражението на дружеството относно направеното намаление на разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) от 61 хил. лв. на 0 хил. лв. не се приема, поради липса на закупени емисии през 2016 г., в съответствие с данните на дружеството в справка № 4, ред 34.3 и съгласно т. 13 от общия подход.

4. Възражението на дружеството относно направената корекция на цената на въглицата от 160 лв./тнг на 132,67 лв./тнг (с 27,33 лв./тнг) при калоричност 4 000 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2016 г. 126 лв./тнг при калоричност 3 799 kcal/kg и цената на биомасата от 150 лв./тнг на 89,59 лв./тнг (с 60,41 лв./тнг) при калоричност 2 460 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2016 г. 117,80 лв./тнг при калоричност 3 231 kcal/kg не се приема. Енергийният микс е образуван от горива, които не се променят от 2016 г., като условия на доставка и съгласно т. 8 от общия подход;

5. Възражението на дружеството относно направената корекция на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия от 11 700 MWh на 3 150 MWh не се приемат. Регулаторните правомощия на Комисията включват определяне на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от най-добрите показатели за топлофикационни мрежи.

6. Възражението на дружеството относно нормата на привлечения капитал от 4.55%, в съответствие с Глава втора, Раздел III, т. 41 от Указания – НВ се приема за информация. Комисията не е правила корекция на този показател, поради отсъствието на привлечен капитал в структурата на капитала, съгласно данните в Справка № 3.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Габрово” ЕАД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 221,62 лв./MWh, в т. ч.:
    - индивидуални разходи за единица енергия – 211,62 лв./MWh
    - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh
  2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 89,25 лв./MWh
  3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
    - Необходими годишни приходи – 4 467 хил. лв., в т. ч.:
      - Разходи – 4 363 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 312 хил. лв. и променливи – 3 051 хил. лв.
      - Регулаторна база на активите – 1 347 хил. лв.
      - Норма на възвръщаемост – 7,78%
    - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 050 MWh
    - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 32 550 MWh
- Цена на въглицата – 132,67 лв./t при калоричност – 4 000 kcal/kg.

Цена на биомасата – 89,69 лв./t при калоричност – 2 460 kcal/kg

#### **15. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД**

С писмо вх. № Е-14-24-8 от 31.03.2017 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цена на топлинната енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител и по електронна поща следното:

1. Отчетна информация за 2016 г. и текущия ценови период и прогноза за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г., с приложени справки от № 1 до № 9;
2. Годишен финансов отчет към 31.12.2016 г. (отчет за всеобхватния доход, отчет за финансовото състояние, отчет за паричните потоци);
3. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико – икономически показатели за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г., както и прогноза за ценовия период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. - Приложение № 3;
4. Отчет и анализ на изпълнените и планирани инвестиционни и ремонтни мероприятия за дейността производство и пренос на топлинна енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – Приложение № 3;
5. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна енергия за 2015 г., 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г.- 30.06.2017 г. и прогноза за ценовия период 01.07.2016- 30.06.2017 г. – Приложение № 4;
6. Данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинната енергия при преноса на топлинна енергия;
7. Обосновка за съдържанието на информацията, попълнена в справките от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД;
8. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода – 40,42 лв./MWh, без ДДС.

**Обосновката на дружеството е следната:**

#### ***СПРАВКА № 1 - разходите за производство на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД***

Дружеството посочва, че прогнозата на разходите за производство и пренос на топлоенергия за регулаторен период 01.07.2017-30.06.2018 г. е разработена на база отчетни данни за 2016 г. Прогнозните разходи са разделени на „Условно - постоянни разходи“ и „Променливи разходи“ съгласно Указания-НВ.

Разходите са разчетени съгласно Методиката за определяне на цената на топлоенергията, произведена в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД № ДОД.ФД.МТ.271. В основата на определяне на разходите за топлинна енергия в производството е залегнал принципът на недопроизводството на електрическа енергия, която не е произведена за сметка на отнета пара за производството на топлинна енергия в бойлерните установки на блокове № 5 и № 6. Разделянето на общите разходи на Електропроизводство 2 на разходи за производство на електроенергия и за производство на топлоенергия се основава на дела на количеството електроенергия, която не е произведена, за сметка на произведената топлинна енергия, чрез т. н. коефициент на редукция. Делът на разходите участва в ценообразуването като разходи за производство. Към тези разходи за производство се прибавят и разходите по преноса на цех „Топлоснабдяване“ (ТС). Към разходите за пренос са прибавени административни разходи, разпределени между електроенергията и топлоенергията на база набрани разходи към общия обем на разходите за дейностите - електропроизводство и производство и пренос на топлоенергия.

**Разходите за производство** на топлинна енергия са в размер на 146 хил. лв. и съставляват около 4% от общите разходи за производство и пренос на топлоенергия.

**Разходите за пренос** по същество представляват разходите на цех ТС. Прогнозата е на стойност 3 149 хил. лв., като е запазено равнището на отчетените разходи за 2016 г. с изключение на разходите за:

- Разходи за амортизации. Разходите за амортизация са разчетени на

база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и са записани в баланса на дружеството към 31.12.2016 г. Дружеството разяснява, че намалението на разходите за амортизации на активите, свързани с преноса на топлинна енергия спрямо отчетените за 2016 г. с 26 хил. лв. е в следствие на преразгледания и удължен срок на полезен живот на дълготрайните активи, които са свързани с преноса на топлинна енергия.

- Ремонтни разходи. Завишението с 15 хил. лв. е в следствие на различен обем на ремонтните дейности, предвидени за изпълнение през новия регулаторен период.

- Разходи за доходи на персонала. Ръст с процента на инфлация 1.9%, предвиден в Бизнес програмата на дружеството за периода 2017- 2021 г.

Във връзка с предвиденото разширение на топлопреносната мрежа за новия регулаторен период са предвидени приходи от услуги по присъединяване на абонати към мрежата и др. услуги на стойност 4 хил. лв.

Съгласно изискванията на Закона за счетоводството, Международните стандарти за финансово отчитане, Единната система за счетоводно отчитане на КЕВР и Счетоводната политика на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД в отделна сметка 611/2 се отнасят преките и разпределените разходи на цех „ТС“, чиято основна дейност е топлоснабдяване на стопански и битови потребители в гр. Козлодуй.

**Преките разходи** са за материали, външни услуги, амортизации, заплати, осигуровки и други разходи. За целите на ценообразуването, тези разходи са намалени със 187 хил. лв., съгласно горецитираните указания, като корекции са нанесени в следните позиции:

- Разходите за заплати и възнаграждения са намалени съгласно т. 19 от Указания-НВ със 187 хил. лв.

- разходи по чл. 204 от ЗКПО - 141 хил. лв.
- Разходи по чл. 216 ЗКПО - 14 хил. лв.
- Отпуски от минали години..... - 15 хил. лв.
- Неизползвани отпуски - 17 хил. лв.
- Приходи от присъединяване, услуги и топлоносител - на основание т.

23 от Указания-НВ, от разходите за пренос на топлинна енергия са приспаднали приходите от услуги по присъединяване на абонати към мрежата и др. услуги на стойност 15 хил. лв.

- Разпределени разходи - В отчетените за 2016 г. разходи за пренос на топлоенергия са разпределени разходи на обща стойност 817 хил. лв., както следва:

- Социалните разходи са разпределени по звена, на база списъчен състав, зает в основните производствени и административни звена. За 2016 г.. персоналят зает в отоплителна централа е 62 души и коефициентът на разпределение е 0.0269 (разчетен на--база численост на персонала -2 302 бр.). Разпределените социални разходи за Топлоснабдяване са на стойност 633 хил. лв. Същите са отнесени в следните статии:

- материали -15 хил. лв.;
- външни услуги – 19 хил. лв.;
- амортизации – 18 хил. лв.;
- заплати – 548 хил. лв.,
- социално осигуряване – 33 хил. лв.

- Дружеството отнася в перо „други разходи“ - освен преките разходи, още разпределени разходи на общопроизводствени звена, разпределени чрез коефициенти, отчитащи относителния дял на съответния критерий (численост на персонала, балансова стойност на дълготрайните активи). За 2016 г. разчетите са следните:

- *Общопроизводствените разходи се разпределят на базата на коефициент, формиран от балансовата стойност на активите на обектите (ТС), спрямо стойността на всички активи за всички обекти. Коефициентите се определят на шестмесечие и за 2016 г. са:*

- *- от януари до юни- обща балансова стойност на активите на обектите е 2 155 234 хил. лв., на ТС – 5 589 хил. лв. Общопроизводствените разходи през разглеждания период са на стойност 34 542 хил. лв. и коефициент на разпределение 0.0026. Общопроизводствените разходи, отнесени в разходите на ТС са на стойност 89 хил. лв.*

- *- от юли до декември – обща балансова стойност на активите на обектите е 2 100 041 хил. лв., на ТС – 5 297 хил. лв. и коефициент на разпределение 0.0025. Общопроизводствените разходи за периода са на стойност 37 836 хил. лв. Общопроизводствените разходи, отнесени в разходите на ТС са на стойност 94 хил. лв.*

- **Административни разходи** - *разпределят се между електроенергията и топлоенергията на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности- електропроизводство и производство и пренос на топлоенергията. За прогнозния регулаторен период стойността на административните разходи е до нивото на отчетените разходи през 2016 г. на стойност 139 хил. лв.*

*Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2017-30.06.2018 г. са на стойност 3 296 хил. лв. Възвращаемостта на капитала е в размер на 43 хил. лв.*

**Необходимите годишни приходи за производство и пренос на топлинна енергия са на стойност 3 338 хил. лв.**

#### **СПРАВКА № 2 „РБА“ на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД**

*РБА към 31.12.2016 г. е в размер на 6 800 хил. лв. и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2016 г., пряко свързани с дейността по лицензията на стойност 7 492 хил. лв., намалени с натрупаната амортизация за периода на използване на активите на стойност 1 035 хил. лв. и увеличена с необходимия оборотен капитал - 343 хил. лв. Съгласно т. 32.5 от Указания-НВ оборотният капитал е разчетен в размер - на 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за дейността, като не са включени разходи за амортизации.*

#### **СПРАВКА №3 Норма на възвръщаемост на капитала**

*Нормата на възвръщаемост на капитала е 0.63% и е разчетена съгласно Указания-НВ. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е 0.5% и е равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период. Средно претеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал е 1.93% и е изчислена на база на начислените разходи за лихви за 2016 г. и остатъка по дългосрочния заем към 31.12.2016 г., в зависимост от финансовите условия на Заемното споразумение с Евратом. Данъчната ставка е в размер на 10% съгласно ЗКПО.*

#### **СПРАВКА № 4 „ТИП в производството**

*В справка № 4 са обобщени основните натурални показатели при производството и реализацията на топлинна енергия.*

*През новия регулаторния период се очаква произведената топлинна енергия от бойлерните установки на блоковете да е размер на 164 701 MWh като технологичните СН се прогнозира на ниво от 36% от нея (58 949 MWh). Съществено влияние върху прогнозните показатели оказват климатичните фактори.*

#### **СПРАВКА № 5 „ТИП в преноса“**

*В справка № 5 е представена информация за прогнозните продажби на топлинна енергия за новия регулаторен период и равнището им спрямо 2016 г. и текущия регулаторен период.*

*С оглед същественото влияние на климатичните фактори, прогнозите за общото количество реализирана топлоенергия през следващия регулаторен период са на база*

усреднени количества спрямо 2016 г. и текущия регулаторен период. Прогнозата за текущия регулаторен период е с отчетни данни от 1 юли 2016 г. до м. март 2017 г. (налице е значителен ръст в консумацията през януари и февруари 2017 г. поради продължително ниски температури) и прогноза второто тримесечие на 2017 г.

Предвижда се нивото на потреблението в гр. Козлодуй да нарасне с около 1 600 MWh спрямо 2016 г., предвид планираното присъединяване на нови - клиенти преди началото на следващия отоплителен сезон. Прогнозира се и завишение на потреблението в стопански обекти на площадката с оглед предстоящото въвеждане в експлоатация на нови обекти на ДП РАО (цех за третиране на РАО и национално хранилище за РАО „Радиана“).

СПРАВКА № 6 „Изчисляване на коефициенти за разпределение на разходите“. СПРАВКА № 7 „Инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия“ и СПРАВКА № 8 „разделно производство на топлинна енергия“ са неприложими за „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД. В приложение 7А е представена информация за енергийните парогенератори и турбогенератори. В СПРАВКА № 9 е представена помесечна прогноза за производството и реализацията на топлинна енергия от енергоблокове 5 и 6 на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД през текущия и новия регулаторен период, както и отчетните данни за 2016 г.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

Прогнозните количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за новия ценови период са намалени с 9,32% спрямо отчетните за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР от 0,46% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), в резултат на ръста на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ със 17,15%, при намалени разходи за ремонт с 43,01%, последвани от разходите за амортизации с намаление от 3,86%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи с 59,20%.

#### **Образуване на цената**

Предвид резултатите от текущото наблюдение и анализа на ценовите елементи в заявлението за „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД Комисията счита, че следва да утвърди следната цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, образувана при прилагане на индивидуалната методика, съгласно чл. 14, ал. 4 от НРЦТЕ.

**Изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за следващия ценови период са следните:**

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС – 40,39 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
  - Необходими годишни приходи – 3 338 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 3 295 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 245 хил. лв. и променливи – 50 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 6 800 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 0,63%
  - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 82 650 MWh

#### **16. „КОГРИЙН“ ООД - гр. ПЪРВОМАЙ**

С писмо с вх. № Е-14-68-4 от 31.03.2017 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия и на топлинна енергия за следващия ценови период, към което е приложило следната информация:

1. Обяснителна записка;
2. Отчетна информация за 2016 г. и за периода от 01.07.2016 г. - 30.06. 2017 г. и прогнозна информация от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г. с приложени справки от № 1 до №

9;

3. Отчетна информация за изпълнените и планирани техникo – икономически показатели, ремонтни и инвестиционни мероприятия за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016г.- 30.06.2017г. (Приложение №3);

4. Отчетна информация за приходите от продажба на електрическа и топлинна енергия за 2016 г. и ценовия период 01.07.2016 – 30.06.2017 г. - Приложение № 4;

5. Извлечение от инвентарна книга;

6. Одитиран годишен финансов отчет на „Когрийн” ООД за 2016 г.;

7. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

**Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без**

**ДДС:**

1. Преференциална цена на електрическа енергия - 168,38 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуална цена на електрическа енергия - 160,38 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - 8,00 лв./MWh

2. Цена на топлинна енергия с гореща вода - 78,05 лв./MWh

Така предложените цени на енергия са изчислени с цена на природен газ 390,71 лв./ $\text{knm}^3$ .

**Обосновката на дружеството е следната:**

Когенерационната мощност се изгражда от два комплектни газобутални агрегата тип TCG2032 V12, с единична електрическа мощност по 3 333 kW с изброяване на конкретни технически характеристики и основни подобекти на енергийното предприятие. Технологичната схема на инсталацията два топлинни акумулатора по 1 500  $\text{m}^3$ .

Консуматорите на полезна топлинна енергия от инсталацията са само пряко присъединени клиенти, оранжерийни предприятия на площадката, които чрез собствени тръбопроводи получават топлинна енергия – гореща вода, директно от централата на „Когрийн” ООД. Измерването на топлинната енергия се извършва с топломери – търговски прибор в точката на вземането при топлинните акумулатори.

Всички съоръжения са нови – доставени през 2011 г. и въведени в експлоатация в края на м. април 2012 г.

**1. Производствена програма:**

Производствената програма на когенерационната инсталация е подчинена на програмата на оранжерийните предприятия на площадката.

Така прогнозната програма на когенерационната инсталация на „Когрийн” ООД през 2017 – 2018 г. е, както следва:

- |                                        |            |
|----------------------------------------|------------|
| • Производство на електрическа енергия | 33 280 MWh |
| • Електроенергия за собствени нужди    | 2 530 MWh  |
| • Електроенергия продадена             | 30 750 MWh |
| • Отпусната топлинна енергия           | 34 800 MWh |
| • Топлинна енергия продадена           | 34 300 MWh |

**2. Инвестиционна и ремонтна програма за 2017 г.**

През 2017 г. не се предвиждат значителни инвестиционни разходи. Ремонтната програма предвижда текущото поддържане и основен ремонт на когенерационната мощност, съгласно експлоатационните инструкции на доставчика, в зависимост от натрупаните часове в работа на инсталацията. Основните ремонтни операции се извършват от специализирана фирма на доставчика на основното оборудване, при спазване на изискванията при извършване на необходимото абонаментно поддържане.

**3. Условно постоянни разходи:**

Когенерационната мощност – 6,66 MW на „Когрийн” ООД, е осъществена със собствени средства и кредити, отразени в приложените документи.

Отчетната стойност на дълготрайните материални активи на дружеството, описани по-горе към 31.12.2016 г. са на стойност 10 147 хил. лв., в съответствие с



инвентарната книга на активите. В справките на дружеството за цени, подавани към КЕВР до настоящия момент е допусната техническа грешка, като е подавана стойността само на единия когенератор. В настоящите ценови справки техническата грешка е отстранена.

Прилага се линеен метод на амортизация и разходите за амортизации са изчислени с годишната амортизационна норма препоръчана от КЕВР в указанията за образуване на цените за 15 г.

Размерът на оборотните средства е изчислен също в съответствие на указанията на КЕВР.

Разходът за материали отразява стойността на очакваните разходи за материали, като масло, за доливане и смяна, етилен гликол, леватит и др. химикали за омекотителната инсталация и др.

Разходите за външни услуги включват: задължителните застраховки на оборудване и работна сила, абонаментно поддържане на прибори и инсталации, разходи за охрана и други услуги.

Разходите за ремонт се формират основно от договора за сервизно и текущо ремонтване на агрегатите от специализирана фирма за ремонт на когенератори от този тип.

Трудовите разходи съответстват на одобрения щат на фирмата.

В други разходи се отнесени обичайни разходи за функциониране на предприятието.

#### **4. Променливи разходи:**

Над 80% от променливите разходи са разходите за гориво. Разходите за гориво са оценени при настоящата цена природния газ – 390 лв./кпм<sup>3</sup>.

Разходът на газ е оценен, като са отчетени: разходните норми при номинални режими на работа по инструкции на завода производител и минимални толеранси, работа на агрегатите при намален товар, често спиране и пускане при ниски товари на оранжерийните комплекси, температурните условия.

**5. Възвръщаемост на капитала** - Нормата на възвръщаемост на капитала е оценена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 6%, по указанията на КЕВР и средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал 6,875%, съгласно кредитните договори.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

За ценовия период дружеството отчита с 10,38% по-ниски количества на произведената електрическа и по-ниски с 10,48% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 10,61% по- ниски, а за топлинна енергия с гореща вода са с 10,65% по- ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 4,39% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), в резултат на ръста на разходите за ремонт с 20,69% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 4,58%. Дружеството предвижда увеличение на инвестиционните разходи през следващия регулаторен период с 40,00%.

Дружеството използва 100 на сто от произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

#### **Образуване на цените**

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за закупена енергия са коригирани от 70 хил. лв. на 60 хил. лв. или с 10 хил. лв. до нивото на отчетената стойност за 2016 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за външни услуги са коригирани от 120 хил. лв. на 100 хил. лв. или с 20

хил. лв. до нивото на отчетената стойност за 2016 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала” НВ на привлечения капитал е коригирана от 6 88% на 4,55%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2016 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „КОГРИЙН“ ООД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 161,13 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 153,13 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 78,57 лв./MWh

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

■ Необходими годишни приходи – 7 650 хил. лв., в т. ч.:

○ Разходи – 7 163 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 136 хил. лв. и променливи – 4 027 хил. лв.

○ Регулаторна база на активите – 10 564 хил. лв.

○ Норма на възвръщаемост – 4,61%

■ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 30 750 MWh, в т. ч.:

○ Към НЕК ЕАД - 28 580 MWh

○ Към други - 2 170 MWh

■ Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh

#### **17. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“**

С писмо вх. № Е-14-70-4 от 21.04.2017 г. „Оранжерии Гимел“ АД за Оранжерия комплекс 500 дка (с. Мокрище и с. Звъничево, обл. Пазарджик) е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложена следната информация:

1. Отчетна информация за изпълнените и планирани технико – икономически показатели за 2016 г. и за ценови период 01.07.2016 г.-30.06.2017 г. (Приложение № 3);

2. Отчетна информация на изпълнените и планираните ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите по производство на топлинна и електрическа енергия (Приложение № 3);

3. Отчетна информация за 2016 г. и за ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., разработена съгласно справки от № 1 до № 9;

4. Отчетна информация за 2016 г. и за ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. за електрическата енергия, както следва: бруто (MWh), собствени нужди (MWh) и нето (MWh).;

5. Цени на горивата, изчислени като среднопретеглени спрямо количествата на горивата (Приложение № 2);

6. Отчетна информация за приходите от продажба на електрическа енергия за 2015 г., 2016 г. и ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. (Приложение № 4).

7. Одитиран годишен финансов отчет за 2016 г., както и справки по ЕССО;

8. Прогнозна информация за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. – справки от № 1 до № 9;

9. Прогнозна информация за ценови период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. за електрическата енергия, както следва: бруто (MWh), собствени нужди (MWh) и нето (MWh).;

10. Копие на договори за наем и за охрана на имущество;
11. Техничко-икономическа обосновка на предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия;
12. Копие от договор за изкупуване на електрическа енергия с „ЕВН България Електроснабдяване“ АД;
13. Копие от договор с „Булгаргаз“ ЕАД за доставка на природен газ;
14. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

**Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени без ДДС:**

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 149,20 лв./MWh, в т. ч.:
  - индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 141,20 лв./MWh;
  - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh.

Така предложената цена е изчислена при цена на природен газ – 382,99 лв./ $\text{km}^3$  (без ДДС) и при акцизна ставка на природния газ от 01.01.2014 г. – в размер на 0,60 лв./GJ.

**Обосновката на дружеството е следната:**

**Прогнози**

**1. Производствена програма**

Производствената програма на когенерационна ТЕЦ 500 дка с два газобутални двигателя Jenbacher JMS 620 GS - NL и Jenbacher JMS 320 GS - NL включва едновременно работа на КГ1 и КГ2 през месеците от октомври – частично, ноември частично и от декември до май на следващата година – на постоянен режим, за подsigуряване на необходимата топлинна енергия за основното производство на „Оранжев Гимел“ АД. Имено тези нужди от топлина са и причината дружеството да разработи и изпълни и втория етап от ТЕЦ 500 дка. През топлинните месеци ще работи единствено КГ2 и то в ограничен режим - за подsigуряване на необходимата топлинна енергия за прогонване на росата в сутринните часове.

**2. Регулаторна база на активите**

Общата стойност на активите, участващи в РБА, (балансовата стойност към 31.12.2016 г.) е в размер на 6 652,8 хил. лв.

**3. Амортизационна програма на I-ви етап**

При изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години. При изчисляване на РБА за стойност на активите е взета отчетната стойност на активите на „ТЕЦ Оранжев 500 дка“, като единствено за съществуващия газопровод, изграден преди реализирането на „ТЕЦ 500 дка“, е с прогнозна АН от 4%.

**4. Ремонтна програма**

Разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя съгласно сключени договори с фирма Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия за ремонт, превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 620 от 0 до 59 999 мото часа на двигателя с цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа на когенераторите, в т. ч.:

- за двигател Jenbacher JMS 620 GS - NL - 18 евро/мото час
- за двигател Jenbacher JMS 320 GS - NL - 6.9 евро/мото час

**В цената на поддръжката не влиза:**

- смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото;
- поддръжка и смяна на свеци;
- др. консумативи;
- провеждане на инспекции.

**5. Променливи разходи**

Променливите разходи за работа на „ТЕЦ Оранжев 500 дка“ през следващия ценови период от 01.07.2017 г. при работа вече на два двигателя целогодишно са, както следва:

цена на природен газ от 382,99 лв./ $\text{km}^3$

|                                                |                |
|------------------------------------------------|----------------|
| разход за консумативи (масло, грес, вкл. труд) | - 52 хил. лв.  |
| /изчислени на база часове работа на двигателя/ |                |
| разход за вода                                 | - 4 хил. лв.   |
| разход за ел. енергия                          | - 12 хил. лв.  |
| разходи за външни услуги                       | - 2 хил. лв.   |
| разходи за акциз на природен газ               | - 121 хил. лв. |

#### **6. Условно – постоянни разходи**

През следващия ценови период са заложили следните прогнозни УПР при работа на когенератора:

|                                                                                                                                       |                 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|
| - разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на стар газопровод, който се амортизира с АН=4%) | - 573 хил. лв.  |
| - разходи за ремонт (съгласно описано в ремонтна програма)                                                                            | - 265 хил. лв.  |
| - разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 12 души)                                                                         | - 143 хил. лв.  |
| - разходи за соц. осигуровки                                                                                                          | - 24 хил. лв.   |
| - разходи, пряко свързани с регулираната дейност                                                                                      | - 203 хил. лв., |

#### **7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала**

Капиталовата структура е определена съгласно чл. 34.1. от Раздел III „Норма на възвръщаемост на капитала” от новоприетите Указания-НВ, според която: дружества, с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчисляват среднопретеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство.

*I-ви етап:*

През м. май 2014 г. „Оранжеви Гимел“ АД е рефинансирало всички свои кредитни експозиции към СИБАНК АД и Интерлийз ЕАД от Уникредит Булбанк АД, в едно с извършените до момента самоучастия по проектите под формата на инвестиционен кредит.

*II-ри етап:*

През м. март 2015 г. дружеството е подписало нов договор за кредит с Уникредит Булбанк АД за финансиране на II-ри етап от когенерационна инсталация на обща стойност 900 000 евро, от които 80% кредит и 20% самоучастие.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия за новия ценови период са с 0,69% по- високи от отчетените.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 1,87% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 0,33% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), вследствие на намалените разходи за ремонт с 5,07% при ръст на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 4,64%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

Дружеството използва 100 на сто от произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

#### **Образуване на цената**

1. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала” НВ на привлечения капитал е коригирана от 5,33% на 4,55%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2016 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

3. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран със 70 knm<sup>3</sup>, до изравняване на общата енергийна ефективност с отчетената стойност през 2016 г. в съответствие с т. 5 от общия подход.

След проведеното открито заседание на 06.06.2017 г. с писмо с общ вх. № Е-14-70-5 от 08.06.2017 г. дружествата „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ и „Оранжерии Гимел II“ ЕООД правят възражение относно корекцията на нормата на привлечения капитал от 5,33% на 4,55% в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“.

Считат, че реалната норма на възвръщаемост на привлечения капитал за тези дружества е 5,33%.

**След преглед на постъпилите възражения Комисията счита:**

Възражението относно направената корекция на нормата на привлечения капитал от 5,33% на 4,55%, в съответствие с Глава втора, Раздел III, т. 41 от Указания – НВ не се приема. Регулаторните правомощия на Комисията включват определяне на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници.

**След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 147,67 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 139,67 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

■ Необходими годишни приходи – 3 806 хил. лв., в т. ч.:

○ Разходи – 3 475 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 205 хил. лв. и променливи – 2 271 хил. лв.

○ Регулаторна база на активите – 7 016 хил. лв.

○ Норма на възвръщаемост – 4,72%

■ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 18 620 MWh

#### **18. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“**

С писмо вх. № Е-14-70-3 от 20.04.2017 г. „Оранжерии Гимел“ АД за Оранжериеиен комплекс 200 дка (с. Братаница, обл. Пазарджик) е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложена следната информация:

1. Отчетна информация за изпълнените и планирани технико – икономически показатели за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г.-30.06.2017 г. (Приложение № 3);

2. Отчет на изпълнените и планираните ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите по производство на топлинна и електрическа енергия (Приложение № 3);

3. Отчетна информация за 2016 г., разработена във форма и съдържание, съгласно справки от № 1 до № 9;

4. Отчетна информация за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. с приложени справки от № 1 до № 9;

5. Отчетна информация за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. за електрическата енергия, както следва: бруто (MWh), собствени нужди (MWh) и нето (MWh);

6. Цени на горивата, изчислени като среднопретеглени спрямо количествата на горивата (Приложение № 2);

7. Отчетна информация за приходите от продажба на електрическа енергия за 2015 г., 2016г. и ценовия период 01.07.2016 – 30.06.2017 г. (Приложение № 4);

8. Одитиран годишен финансов отчет за 2016 г., в едно със справки от ЕССО;

9. Прогнозна информация за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. с приложения справки от № 1 до № 9;

10. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. за електрическата енергия, както следва: бруто (MWh), собствени нужди (MWh) и нето (MWh);

11. Копие на договори за наем и за охрана на имущество;

12. Техничко-икономическа обосновка на предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия;

13. Копие от договор за изкупуване на електрическа енергия с „ЕВН България Електроснабдяване“ АД;

14. Копие от договор с „Булгаргаз“ ЕАД за доставка на природен газ;

15. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване:

Преференциална цена на електрическа енергия без ДДС – 145,96 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 137,96 лв./MWh;

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh.

Така предложената за утвърждаване цена е изчислена при цена на природен газ – 382,99 лв./кнм<sup>3</sup> (без ДДС) и акцизна ставка на природния газ от 01.01.2014 г. – в размер на 0,60 лв./GJ.

**Обосновката на дружеството е следната:**

1. Прогнози

1.1. Производствена програма

Производствената програма на ко-генерационна ТЕЦ 200 дка с два газобутални двигателя Jenbacher JMS 616 GS - N. LC /КГ1 – етап I и КГ2 – етап II/ е разработена при следните изходни параметри:

|                                                     |              |
|-----------------------------------------------------|--------------|
| - начална дата на V-ти ценови период                | - 01/07/2017 |
| - номинална инсталирана електрическа мощност на КГ1 | - 2,679 MW   |
| - номинална инсталирана топлинна мощност на КГ1     | - 2,745 MW   |
| - номинална инсталирана електрическа мощност на КГ2 | - 2,192 MW   |
| - номинална инсталирана топлинна мощност на КГ2     | - 2,211 MW   |

Работата на КГ1 и КГ2 през новия ценови период 01.007.2017 г. – 30.06.2018 г. е съобразена с два основни фактора:

- прогнозните нужди от топлинна енергия в Оранжевиен комплекс 200 дка;
- оставащите работни часове на КГ1 до междинен овърхол /ремонт/ на 30 000 мото часа /средата на живота на двигателя/, а именно оставащи максимално 3 500 мото часа.

Поради тази причина КГ1 се предвижда да работи 5 месеца през новия ценови период, вкл. от 01.12.2017-30.04.2018 г. – когато Оранжевиерият комплекс има най – много нужда от топлинна енергия. Междинният овърхол ще бъде извършен през месеците май и юни 2018 г.

- за сметка на ограниченията в работа на КГ1 през новия ценови период се предвижда КГ2 да работи повече мото часове в сравнение с предходния период, с цел производство на необходимата топлинна енергия.

Прогнозната производствена програма на ТЕЦ „Оранжевия 200 дка“ за сезон 2017/2018 г. е разработена при следните допускания:

- Програмата за пропарване на площите /поради биологичните методи на производство/ ще бъде отложена за ценовия сезон 2018/2019 г., т.е. след 01.07.2018 г. след като КГ1 влезе отново в експлоатация;

- КГ1 и КГ2 ще работят едновременно през месеците от декември до април на следващата година, за подsigуряване на необходимата топлинна енергия за основното – зимно производство на „Оранжеви Гимел“ АД, а през останалите месеци само КГ2;

## 1.2. Регулаторна база на активите

За целите на изчисляване на РБА стойността на ДМА е балансовата им стойност към 31.12.2016 г., в размер на 8 684 хил. лв.

Към заявлението за предложение за утвърждаване на индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия е представена инвентарна книга към 31.12.2016 г. на ТЕЦ Оранжевия 200 дка и на газопроводи „Оранжеви Гимел“ АД към 31.12.2016 г.

## 1.3. Амортизационна програма

При изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години, като единствено съществуващият газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ 200 дка, е с прогнозна АН от 4%.

## 1.4. Ремонтна програма

Разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателите съгласно сключени договори с фирма Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия за ремонт, превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 616 GS от 0 до 59 999 мото часа на двигателя, а именно:

- цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа на КГ1 - 15,5 евро/ч
- цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа на КГ2 - 14,5 евро/ч

В цената на поддръжката не влиза:

- смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото;
- поддръжка и смяна на свеци;
- др. консумативи;
- провеждане на инспекции.

## 1.5. Променливи разходи

Променливите разходи за работа на ТЕЦ „Оранжевия 200 дка“ през този ценови период са изчислени при начална дата на периода - 01/07/2017 г.

Променливите разходи за прогнозна 2017/2018 г., са както следва:

- разход на природен газ, при цена на природния газ от 382,99 лв./квт<sup>3</sup>;
  - разход за консумативи (масло, грес, вкл. труд) - 43 хил. лв.
- /изчислени на база часове работа на двигателя/
- разход за вода - 4 хил. лв.
  - разход за електрическа енергия - 5 хил. лв.
  - разходи за акциз на природен газ - 160 хил. лв.

## 1.6. Условно – постоянни разходи

През следващия ценови период са заложили следните прогнозни условно – постоянни разходи при работа и на двата когенератора:

- разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на стар газопровод, който се амортизира с АН=4%) - 765 хил. лв.;
- разходи за ремонт (съгласно описано в ремонтна програма) - 339 хил. лв.;
- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 14 души) – 159 хил. лв.;

\*забележка: Разходите за заплати и осигуровки отразяват запазването на числеността на персонала на ТЕЦ-а и повишаваните осигурителни прагове на длъжностите и минималната работна заплата в сила от 01.01.2016 г.

- разходи за соц. осигуровки - 28 хил. лв.
  - разходи, пряко свързани с регулираната дейност - 229 хил. лв. в т. ч.
- разходи за застраховки 43 хил. лв. и въоръжена и противопожарна охрана - 54 хил. лв. и др.

\*забележка: Разходите за въоръжена охрана са изчислени на база подписан анекс към Договор с „Хариота“ ЕООД /който е предоставен в КЕВР/ за увеличаване на стойността на услугата.

- данъци и такси - 57 хил. лв.;
- други описани в Справка № 1 - 75 хил. лв.

## 1.7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала

Определянето на капиталовата структура е съгласно чл. 34.1. от Раздел III „Норма на възвръщаемост на капитала“ от новоприетите Указания-НВ, според която дружества с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчислят средно претеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство.

Структурата за финансиране на когенерационната инсталация на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ е както следва:

- I-ви етап: от ТЕЦ 200 дка: договор за инвестиционен кредит № 386/09.05.2014 г. на обща стойност 10 757,065 хил. лв., от които 3 960,563 хил. лв. рефинансиране на инвестиционни плащания по ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“. Собствен капитал в проекта 0 лв. Собственото участие в проекта, както бе описано по-горе бе рефинансирано от Уникредит Булбанк АД.

- II-ри етап от ТЕЦ 200 дка - Изпълнен съгласно Договорно споразумение 002 за инженеринг, реализация и строителство „до ключ“ (EPC) съгласно Общите условия на „Сребърната книга“ – Първо издание 1999 г. ISBN 2-88432-021-0, Фидик от 16.01.2012 г.; Анекс № 1/15.03.2012г.; Анекс № 2/07.05.2012 г.; Споразумение от 11.12.2012 г.; Анекс № 3/25.04.2013 г. и Споразумение от 25.10.2013 г. от Бавариан Енерджи АД, като сумата по договора бе разсрочена на 60 бр. равни месечни вноски.

Поради забавяне в плащанията от страна на „Оранжерии Гимел“ АД, Бавариан Енерджи АД цедира вземането си по цитирания по-горе договор на фирмата майка „Гимел“ АД. „Гимел“ АД през м. декември 2015 г. стартира процедура по увеличение на капитала на „Оранжерии Гимел“ АД със сумата на цедираното вземане.

Т.е. в резултат – финансирането на втори етап от ко-генерационната централа се трансформира във финансиране със собствен капитал.

Сумата, касаеща изпълнението на Договорно споразумение 002 и цедирана на „Гимел“ АД, а в последствие с нея предприето увеличение на капитала е в размер на 3 237 515 лв.

Документите във връзка с цедираното вземане и предприетото увеличение на капитала на „Оранжерии Гимел“ АД са налични в Търговския регистър.

Същата сума е отразена като собствен капитал в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за предходния ценови период са с 6,40% по-високи от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 4,74% по-високи от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 1,55% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), в резултат на намалените разходи за ремонт с 8,63% при ръст на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 4,09%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

Дружеството използва 100 на сто от произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

#### **Образуване на цената**

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ НВ на привлечения капитал е коригирана от 5,33% на 4,55%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2016 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия



подход.

След проведеното открито заседание на 06.06.2017 г. с писмо с общ вх. № Е-14-70-5 от 08.06.2017 г. дружествата „Оранжерии Гимел” АД - ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, „Оранжерии Гимел” АД - ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ и „Оранжерии Гимел II” ЕООД правят възражение относно корекцията на нормата на привлечения капитал от 5,33% на 4,55% в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“. Считат, че реалната норма на възвръщаемост на привлечения капитал за тези дружества е 5,33%.

**След преглед на постъпилите възражения Комисията счита:**

Възражението на дружеството относно направената корекция на нормата на привлечения капитал от 5,33% на 4,55%, в съответствие с Глава втора, Раздел III, т.41 от Указания – НВ не се приема. Регулаторните правомощия на Комисията включват определяне на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Гимел” АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 148,93 лв./MWh, в т. ч.:
  - индивидуални разходи за единица енергия – 140,93 лв./MWh
  - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
  - Необходими годишни приходи – 5 074 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 4 525 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 519 хил. лв. и променливи – 3 005 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 9 154 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 6,00%
  - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 24 870 MWh

**19. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“**

С писмо вх. № Е-14-73-3 от 18.04.2017 г. „Оранжерии Гимел II” ЕООД е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложена следната информация:

1. Отчетна информация за изпълнените и планирани технико – икономически показатели за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г.- 30.06.2017 г. (Приложение № 3;
2. Отчет на изпълнените и планираните ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите по производство на топлинна и електрическа енергия и пренос (Приложение № 3);
3. Отчетна информация за 2016 г., разработена във форма и съдържание, съгласно справки от № 1 до № 9;
4. Отчетна информация за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., разработена във форма и съдържание, съгласно справки от № 1 до № 9;
5. Отчетна информация за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. за електрическата енергия, както следва: Бруто (MWh), Собствени нужди (MWh) и Нето (MWh).
6. Цени на горивата, изчислени като среднопретеглени спрямо количествата на горивата (Приложение №2);
7. Отчетна информация за приходите от продажба на електрическа енергия за 2016 г. и ценовия период 01.07.2016 – 30.06.2017 г. (Приложение №4 и Приложение 4а).
8. Одитиран годишен финансов отчет за 2016 г., в едно със справки от ЕССО;
9. Прогнозна информация за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. с приложени справки от № 1 до № 9;
10. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. за електрическата енергия, както следва: Бруто (MWh), Собствени нужди (MWh) и Нето

(MWh)

11. Извлечения от инвентарна книга – 2 бр.

12. Техничко-икономическа обосновка на предложената за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия;

13. Копие от договор за изкупуване на електрическа енергия с „ЧЕЗ Електро България“ АД;

14. Копие от договор за доставка на природен газ с „Булгаргаз“ АД;

15. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия – 191,47 лв./MWh, без ДДС, в т. ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 183,47 лв./MWh;

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh.

Изчисленията са извършени при цена на природен газ - 382,99 лв./ $\text{knm}^3$  (без ДДС)

**Обосновката на дружеството е следната:**

През м. декември 2013 г. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД въвежда в експлоатация когенерационна централа с газобутален двигател Jenbacher JMS 620 GS- N.L. с номинална електрическа мощност от 3,044 MW и номинална топлинна мощност от 3,035 MW, в едно с всички съпътстващи съоръжения, площадкови мрежи и сгради за неговото нормално и едновременно с това максимално ефективно функциониране, както и свързването му с електроразпределителната мрежа на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД.

### **1. Прогнози:**

Производствената програма е разработена при работа на когенерационна инсталация с газобутален двигател Jenbacher JMS 620 GS- N.L с номинална инсталирана електрическа мощност 3,044 MW и средногодишно натоварване на когенератора 85%.

#### **1.1.Инвестиционна програма:**

Отчетната стойност на активите, участващи в Регулаторната база на активите при определяне на преференциална цена на комбинирана електрическа енергия е в размер на 6 696 хил. лв., представляващи в т. ч.:

- 239 хил. лв. – сгради;

- 507 хил. лв. – представляващи 1/3 от стойността на земята на оранжерийния комплекс, върху която са изградени сгради, съоръжения, инсталации и площадкови мрежи и др.;

- 5950 хил. лв., съоръжения, машини и оборудване, в т. ч. част от съществуващи газопроводи, собственост на Оранжерии Гимел II ЕООД.

Дружеството посочва, че натрупаните амортизационни отчисления на активите за периода на ползване, т.е. към 31.12.2016 г. са както следва:

- 48 хил. лв. – за сгради

- 1 187 хил. лв. – за сгради за съоръжения, машини и оборудване.

Включените към дълготрайните материални активи на когенерационната инсталация част от съществуващи газопроводи счетоводно са напълно амортизирани през м. април, 2016 г. и са заведени като задбалансови активи. Разходи за амортизация за новия ценови период на тези активи не са предвидени.

Към заявлението за предложение за утвърждаване на цена на комбинирана електрическа енергия дружеството е представило и:

- извлечение от инвентарна книга за когенерационна централа към 31.12.2016 г.

- извлечение от инвентарна книга, за удостоверяване на стойността използвания газопровод.

#### **Амортизационна програма:**

При изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години.

#### **1.2.Ремонтна програма:**

Разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя и съгласно условията на договор за поддръжка от **Hubauer Anlagenbau GmbH**, Австрия за превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател **Jenbacher JMS 620 GS N.L.** от 0 до 59 999 мото-часа на двигателя, а именно:

- общи разходи за ремонт и поддръжка - 118 хил. лв.
- цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа на когенератора - 18 евро/ч

В цената на поддръжката не влиза: смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото; поддръжка и смяна на свеци; др. консумативи; провеждане на инспекции.

### 1.3. Променливи разходи:

Променливите разходи за работа на когенерационната инсталация през първата година, са изчислени при следните изходни параметри:

- начална дата на работа на когенератора - 01/07/2017
- цена за 1000 kpm<sup>3</sup> природен газ - 382,99 лв.
- разход за консумативи (масло, грес, вкл. труд) - 25 хил. лв.
- /изчислени на база часове работа на двигателя/
- разход за вода - 0,2 хил. лв.
- разход за ел. енергия - 12,5 хил. лв.
- разход за външни услуги - 1,7 хил. лв.
- разходи за акциз на природен газ - 52 хил. лв.

### 1.4. Условно – постоянни разходи:

През първата година от дейността на когенерационната система са заложили следните прогнозни условно – постоянни разходи:

- разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи)- 412 хил. лв.
- разходи за ремонт (съгласно описано в ремонтна програма) - 118 хил. лв.
- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 12 души) - 146 хил. лв.
- разходи за соц. осигуровки - 27 хил. лв.
- разходи, пряко свързани с регулираната дейност - 145 хил. лв., в т.

ч.:

- разходи за застраховки - 28 хил. лв.
- въоръжена и противопожарна охрана /прил. договор - 52 хил. лв.
- експертни и одиторски - 36 хил. лв.
- разходи за наем /прил. договор/ - 15 хил. лв.
- данъци и такси - 2 хил. лв.
- други, описани в Справка № 1 - 12 хил. лв.

### 1.5. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала

Определянето на капиталовата структура е съгласно чл. 34.1. от Раздел III „Норма на възвръщаемост на капитала” от Указания-НВ.

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД посочва, че през м. май 2014 г. е рефинансирало всички свои кредитни експозиции към ПИБ АД /МКБ Юнионбанк АД/ от Уникредит Булбанк АД, в едно с извършеното до момента самоучастие по проекта под формата на инвестиционен кредит.

В резултат структурата за финансиране на когенерационната инсталация на дружеството – ТЕЦ Оранжерия Левски включва за инвестиционен кредит №387 /09.05.2014 г. на обща стойност 6 649,822 хил. лв., от които 6 138 хил. лв. рефинансиране на инвестиционни плащания по ТЕЦ „Оранжерия Левски“.

Собственото участие в проекта е рефинансирано от Уникредит Булбанк АД.

При така зададените изходни параметри в Справка № 3 нормата на възвръщаемост е 5,33%.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са със 17,48% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са със 17,81% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 3,54% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт със 7,27% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 16,00%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

Дружеството използва 100 на сто от произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

#### **Образуване на цената**

1. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала” НВ на привлечения капитал е коригирана от 5,33% на 4,55%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2016 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

3. В справка № 4 „ТИП в производството” разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран със 71 knm<sup>3</sup> до изравняване на общата енергийна ефективност с отчетената стойност през 2016 г. в съответствие с т. 5 от общия подход.

#### **След преглед на постъпилите възражения Комисията счита:**

Възражението на дружеството относно направената корекция на нормата на привлечения капитал от 5,33% на 4,55%, След проведеното открито заседание на 06.06.2017 г. с писмо с общ вх. № Е-14-70-5 от 08.06.2017 г. дружествата „Оранжерии Гимел” АД - ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, „Оранжерии Гимел” АД - ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ и „Оранжерии Гимел II” ЕООД правят възражение относно корекцията на нормата на привлечения капитал от 5,33% на 4,55% в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“. Считат, че реалната норма на възвръщаемост на привлечения капитал за тези дружества е 5,33%.

В съответствие с Глава втора, Раздел III, т. 41 от Указания – НВ не се приема. Регулаторните правомощия на Комисията включват определяне на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници.

**След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Гимел II” ЕООД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 186,04 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 178,04 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 070 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 813 хил. лв., от които условно-постоянни – 848 хил. лв. и променливи – 965 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 5 636 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,55%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 986 MWh

#### **20. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД**

С писмо с вх. № Е-14-76-4 от 04.04.2017 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство, към което са приложени следните документи:

1. Отчетна информация за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. съгласно справки от № 1 до № 9;
2. Прогнозна информация за новия ценови период от 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. съгласно справки от № 1 до № 9;
3. Справки - Приложение № 2, Приложение № 3 и Приложение № 4;
4. Одитиран годишен финансов отчет за 2016 г. с всички приложения към него;
5. Копие на Договор за изкупуване на електрическа енергия № 500 от 15.09.2015 г., сключен с „ЧЕЗ Електро България“ АД;
6. Копие на договор за продажба на природен газ, сключен с „Мездра Газ“ ООД;
7. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението;

Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2017 г. преференциална цена на електрическа енергия без ДДС – 212,82 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 204,82 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh.

Изчисленията са извършени при цена на природен газ - 572,99 лв./knm<sup>3</sup>.

Дружеството не е представило писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за предстоящия ценови период.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 9,77% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 14,52% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 5,86% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 12,55% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 11,69%. Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през новия регулаторен период.

Дружеството използва 100 на сто от произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

#### **Образуване на цената**

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са намалени от 434 хил. лв. на 152 хил. лв., или с 282 хил. лв., в съответствие с отчетната обща стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма, съгласно т. 1.1 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ НВ на привлечения капитал е коригирана от 6,65% на 4,55%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2016 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 24 knm<sup>3</sup> на стойност 14 хил. лв., до изравняване на общата енергийна ефективност с отчетената стойност през 2016 г. в съответствие с т. 5 от общия подход.

**След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Инертстрой-Калето“ АД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 192,61 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 184,61 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 898 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 770 хил. лв., от които условно-постоянни – 838 хил. лв. и променливи – 1 932 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 386 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,76%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 670 MWh

### **21. „3-Пауър“ ООД**

С писмо с вх. № Е-14-62-2 от 31.03.2017 г. „3-Пауър“ ООД е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическата енергия, към което е представило следните документи и информация:

Отчетна информация за 2016 г. и прогнозна за новия ценови период от 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. съгласно справки от № 1 до № 9.

Дружеството предлага за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин в размер на 140,39 лв./MWh.

Изчисленията са направени с цена на природен газ 347,81 лв./knm<sup>3</sup> и добавка по чл. 33, чл. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh.

С писмо с изх. № Е-14-62-2 от 09.05.2017 г. от дружеството са изискани да се представят следните документи:

1. Отчетна информация за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9;

2. Одитиран годишен финансов отчет за 2016 г., с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, вкл. доклад за дейността на дружеството, както и допълнителни справки и пояснения относно прилагането на Единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането, приета с протоколно решение № 90/03.08.2006 г. на ДКЕВР и одиторски доклад за спазването на правилата за водене на отделната счетоводна отчетност;

3. Обосновка на завишените стойности по всички разходни позиции в Справка от № 1 от ценовия модел;

4. Доказателство за платена такса за разглеждане на заявлението.

На 26.05.2017 г. дружеството е представило доказателство за платена такса за разглеждане на заявлението.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период, подадено от „3-Пауър“ ООД, не е представено коректно попълнено Приложение № 3 с отчетна информация за ценовия период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.) на отделните елементи на УПР, поради което не може да се направи анализ на изменението на отчетените УПР спрямо прогнозните им стойности, както и на техническите параметри.

Дружеството използва 100 на сто от произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

### **Образуване на цените**

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са намалени от 330 хил. лв. на 100 хил. лв. или с 230 хил. лв., в съответствие с отчетната обща стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма,

съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт в производството са коригирани от 265 хил. лв. на 135 хил. лв. или със 130 хил. лв. Разликата над отчетената стойност за 2016 г. в размер на 79 хил. лв. е за покриване на предвидени, но неизвършени ремонти през предходния ценови период, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 134 хил. лв. на 50 хил. лв. или с 84 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2016 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за абонаментно поддържане са коригирани от 265 хил. лв. на 193 хил. лв. или със 72 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2016 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за услуги по граждански договори са коригирани от 25 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 25 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2016 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала” НВ на привлечения капитал е коригирана от 7,6% на 4,55%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2016 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „3-Пауър” ООД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 134,23 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 126,23 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 62,07 лв./MWh

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

■ Необходими годишни приходи – 2 757 хил. лв., в т. ч.:

○ Разходи – 2 680 хил. лв., от които условно-постоянни – 730 хил. лв. и променливи – 1 950 хил. лв.

○ Регулаторна база на активите – 1 522 хил. лв.

○ Норма на възвръщаемост – 5,09%

■ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 13 911 MWh

■ Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 14 340 MWh

## **22. ЧЗП „Румяна Величкова”**

С писмо с вх. № Е-14-59-4 от 31.03.2017 г. в Комисията от дружеството е постъпило заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, произведена от инсталация за комбинирано производство. Към заявлението са приложени на хартиен носител следните документи:

1. Обяснителна записка за предложената цена на електрическа енергия;

2. Средна цена на природен газ /Приложение № 2/;

3. Справка № 3 /Приложение № 3/;

4. Отчетна информация за 2016 г. и прогнозна информация за периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., с приложени справки от № 1 до № 9;

5. Справка по чл. 4, ал. 4 от Наредба № РД-16-267 за 2016 г.;

6. Отчет на инвестиционна и ремонтна програми, на технико-икономическите показатели за 2016 г. и за периода 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г., както и прогнозни данни за периода от 01.07.2017 г. /Приложение № 3/;

7. Отчетна информация за продадените количества електрическа енергия и приходите от продажба /Приложение № 4/;

8. Одитиран годишен финансов за 2016 г.;

9. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване следната цена, считано от 01.07.2017 г., без ДДС:

- Преференциална цена на електрическа енергия – 144,60 лв./MWh, с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh;

Предложената от дружеството, за утвърждаване от Комисията цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природен газ – 363,26 лв./ $\text{knm}^3$ , без ДДС.

ЧЗП „Румяна Величкова“ представя обяснителна записка към заявлението за утвърждаване на цена на електрическа енергия, както следва:

*Инсталацията за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е изградена на базата на един газов когенератор, тип „BHKW JMS 612 GS-N.LC“, производство на „Йембахер“ – Австрия, с инсталирана електрическа мощност  $N_{el}$  1 850 kW и топлинна мощност 1 820 kW. Когенераторът е изграден в оранжерия, собственост на ЧЗП „Румяна Величкова“, в с. Трудовец, Ботевградско. Когенераторът е въведен в експлоатация в началото на 2008 г.*

*Дружеството посочва, че производствената програма на когенератора е съобразена с програмата на оранжерията. През 2016 г., както и през предходната година, оранжерията е работила по схемата на януарско засаждане с намерение за рекултивация през летните месеци. През 2016 г. оранжерията е започнала работа с януарско засаждане и когенераторът е работил – 4 920 h, като произведената електрическа енергия е 9 109 MWh, а топлинната енергия е 9 193 MWh. Дружеството заявява, че работните часове и отпуснатата топлинна енергия съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс в с. Трудовец. При януарско разсаждане и рекултивация през летните месеци се очаква през следващия експлоатационен период когенераторът да изработи около 4 500 h и да произведе:*

- Електрическа енергия-бруто – 8 855 MWh
- Електроенергия за собствени нужди – 455 MWh
- Електроенергия за продажба – 8 400 MWh
- Топлинна енергия за консумация в оранжерията – 9 000 MWh.

*Дружеството посочва, че през 2016 г. е извършен текущ ремонт на когенератора, който е извършен след основен ремонт след отработени 30 000 h през предходната година. Посочва се, че ремонтът е извършен в съответствие с изработените часове на генератора на когенерационната инсталация, по договор за сервизно обслужване на същата.*

*През 2017 г. дружеството планира да извърши текущ ремонт и поддържане на когенерационната инсталация, които се предвиждат на всеки 2 000 h.*

*ЧЗП „Румяна Величкова“ посочва, че е представена отчетна информация за приходите от продажба на електрическа енергия, а топлинната енергия изцяло се консумира от оранжерийния комплекс в с. Трудовец. Размерът на ДМА на когенерационната инсталация съответства на инвентарната книга на фирмата към 31.12.2016 г., като начислените амортизационни отчисления са за 15-годишен период.*

*Дружеството ще назначи технически супервайзър, който ще отговаря за безаварийната работа на когенерационната инсталация, като увеличените разходи за труд трябва да осигурят експлоатационната надеждност на инсталацията.*

*В обосновката се посочва, че условно-постоянните разходи имат ниско ниво за когенерационната инсталация, а променливите разходи, повечето от които покриват разходите за гориво, съответстват на постигнатото ниво на ефективност на инсталацията през предходни периоди и също са силно ограничени.*

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**



За ценовия период дружеството отчита с 5,68% по-високи количества на произведената електрическа енергия и по- високи с 6,99% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са по- високи с 4,92%, а за топлинна енергия с гореща вода с 3,73% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 46,62% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), като разходите за заплати и възнаграждения са с ръст 136,36%, последвани от разходите за ремонт със 120,20%, разходите за амортизации с 28,65%, и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 10,00%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

Дружеството използва 100 на сто от произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

### **Образуване на цената**

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са намалени от 171 хил. лв. на 56 хил. лв., или със 115 хил. лв., в съответствие с отчетната обща стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма, съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт в производството са коригирани от 218 хил. лв. на 198 хил. лв. или с 20 хил. лв. Разликата над отчетената стойност за 2016 г. в размер на 99 хил. лв. е за покриване на предвидени, но неизвършени ремонти през предходния ценови период, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 78 хил. лв. на 37 хил. лв. или с 41 хил. лв., при отчетена стойност на разхода през 2016 г. в размер на 33 хил. лв., поради изоставане на средната работна заплата в дружеството в сравнение със средната работна заплата в отрасъл „Енергетика“ и в съответствие с т. 1. 3 от общия подход;

- разходите за осигурителни вноски са коригирани от 30 хил. лв. на 10 хил. лв. или с 20 хил. лв., при отчетена стойност на разхода през 2016 г. в размер на 6 хил. лв., поради изоставане на средната работна заплата в дружеството в сравнение със средната работна заплата в отрасъл „Енергетика“ и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите в размер на 80 хил. лв. за „Фонд сигурност на електроенергийната система“ - 5%, не са включени в общите разходи в съответствие с т. 1 от общия подход и чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ.

2. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

**След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на ЧЗП „Румяна Величкова“ за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 129,42 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 121,42 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 510 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 1 444 хил. лв., от които условно-постоянни – 373 хил. лв. и променливи – 1 071 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 855 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 7,78%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 400 MWh

### **23. „Алт Ко” АД**

С писмо с вх. № Е-14-58-1 от 06.04.2017 г. дружеството е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, към което е приложена следната информация:

1. Обяснителна записка към заявление за преференциални цени.
2. Отчетна информация за 2016 г. и за текущия регулаторен период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. съгласно приложени справки от № 1 до № 9;
3. Прогнозна информация за следващия регулаторен период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. с приложени справки от № 1 до № 9;
4. Справка за среднопретеглени цени на горивата (приложение № 2);
5. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели (приложение № 3);
6. Отчет за приходи от продажба на електрическа енергия (приложение № 4);
7. Одитиран годишен финансов отчет за 2016 г. с приложения към него, доклад за дейността на дружеството, справки относно прилагане на ЕССО;
8. Справки за отчетените и прогнозните количества произведена, продадена и за собствено потребление електрическа енергия;
9. Инвентарна книга на дружеството;
10. Справка за ДМА, участващи в РБА;
11. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия 132,83 лв./MWh, без ДДС, в т. ч.:

- Индивидуална цена на електрическа енергия от - 124,83 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - 8,00 лв./MWh.

Изчисленията на направени с цена на природен газ 299,94 лв./knm<sup>3</sup>.

**Обосновката на дружеството е следната:**

*I. Отчетни данни за 2016 г.*

1. В отчета за разходите амортизациите са в размер на 282 хил. лв., която стойност е получена на база методиката за разпределяне на активите в регулирана и нерегулирана дейности и инвентарната книга (приложена към настоящата записка).

2. Работната заплата е в размер на 203 хил. лв., което е намаление с 57 хил. лв. спрямо планираното, дължащо се на намаляване обема на работа на оранжерия „Кресна“ и оптимизация на заплатите на персонала в регулираната дейност за отчетния период.

3. Разходите за ремонт са намалени, поради намалената работа на когенератора през втората половина на 2016 г., тъй като основната ремонтна дейност е свързана с договор с „Филтър“ ООД, който договор е представен на КЕВР в предходния регулаторен период.

4. Регулаторната база на активите е разработена, като е записана отчетната им стойност и амортизацията им от датата на въвеждане в експлоатация до 31.12.2016 г.

5. Оборотният капитал в отчета за 2016 г. е определен на база 1/8 от признатите годишни разходи.

7. Към 31.12.2015 г. дружеството няма привлечен капитал.

*II. Отчетни данни за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г.*

1. В рамките на този период е направена извънредна капиталова инвестиция в размер на 75 хил. лв. както следва:

1.1. Инвестиция в размер на 14,5 хил. лв. за изграждане и пускане в експлоатация на комуникационна система съгласно разпоредбите на Наредба РД 16-301 на МЕ.

1.2. Инвестиция в размер на 60,5 хил. лв. за подмяна разпределителни механизми в помпената станция на когенератора. С подмяната на тези механизми на практика е оптимизирана системата за разпределение на топлината, подавана от генератора към оранжерийните блокове, като е създаден интензивен режим на работа на когенератора – при определени условия топлината се насочва директно (без загуби) към

оранжерийните блокове.

2. В отчетните данни за разходите в този период са отразени разходи за ремонт в размер на 93 хил. лв., съответстващи на договора с „Филтър“ ООД, както и извършените аварийни ремонти от същата фирма.

3. В отчетните данни за този период разходите за заплати са с 12 хил. лв. повече, което се дължи на повишаване минималната работна заплата от 01.01.2017 г., респективно съответното повишаване заплатите в регулираната дейност, доколкото тези заплати са в пряка зависимост от минималната такава съгласно правилата за работната заплата в дружеството.

**III. Прогнозен период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.**

1. Разходите за ремонт съответстват на договора за текущо поддържане, упоменат по-горе (24,77 лв./h), а разходите за заплати са увеличени с 5 хил. лв., поради факта, че през този регулаторен период няма прекъсване на работата на оранжерия „Кресна“ и персоналът, който е бил в неплатен отпуск, ще бъде на работа.

2. Прогнозата за часовете на работа на когенератора е намалена спрямо предходните отчетни периоди, което се дължи на различната производствена програма на оранжерията.

3. Останалите разходи са приети идентични с тези на предходния отчетен период.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 8,91% по-високи от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 9,26% по-високи от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 0,14% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), в резултат на намалените разходи за ремонт с 6,84% при ръст на начисленията свързани с т. 3, по действащото законодателство с 5,13%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

Дружеството използва 100 на сто от произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

#### **Образуване на цената**

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизация са коригирани от 282 хил. лв. на 265 хил. лв. или със 17 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма съгласно т. 1.1 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Алт Ко“ АД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 148,47 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 140,47 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

■ Необходими годишни приходи – 1 673 хил. лв., в т. ч.:

○ Разходи – 1 526 хил. лв., от които условно-постоянни – 699 хил. лв. и променливи – 827 хил. лв.

○ Регулаторна база на активите – 1 897 хил. лв.

○ Норма на възвръщаемост – 7,78%

■ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 257

MWh, в т. ч. собственото потребление – 133 MWh

#### **24. „Брикел” ЕАД**

С писмо с вх. № Е-14-31-3 от 03.04.2017 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия. Към заявлението дружеството е представило следните документи и информация:

1. Обосновка на извършените разходи през отчетната година и на прогнозните ценообразуващи елементи;
  2. Отчетна информация за 2016 г. и за ценови период 01.07.2016-30.06.2017 г., изготвена по приложения модел (справки от № 1 до № 9);
  3. Прогноза за ценови период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., изготвена по справки от № 1 до № 9;
  4. Цени на горивата – за 2016 г., за периода 01.07.2016 - 30.06.2017 г. и за периода 01.07.2017 - 30.06.2018 г. (Приложение № 2);
  5. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. и отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни дейности (Приложение № 3);
  6. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2015 г., 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 - 30.06.2017 г. (Приложение № 4);
  7. Отчетна информация на 2016 г., за ценовия период 01.07.2016-30.06.2017 г. и за ценовия период 01.07.2017 - 30.06.2018 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, собствени нужди и нето в MWh;
  8. Данни за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса;
  9. Преписка между НЕК ЕАД и „Брикел“ ЕАД относно прогнозни количества електрическа енергия за изкупуване за периода от 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г.;
  10. Копие на договор № 2 от 09.09.2015 г. за доставка на лигнитни въглища от „Мини Марица Изток” ЕАД с всички допълнителни споразумения към него; Копие на договор № МТ-093/2016 г. за услуги по превоз и споразумения към него; Копия на фактури за доставка на котелно гориво.
  11. Справки за променливи разходи за 2016 г.;
  12. Справка за емитирани емисии парникови газове през 2016 г. и прогнозни данни за периода от 01.07.2017 г. -30.06.2018 г.;
  13. Отчет на ремонтна програма за 2016 г. и за периода от 01.07.2016 - 30.06.2017 г.;
  14. Прогноза на ремонтната програма за периода от 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., справка за необходимите средства за изпълнението ѝ и график на планираните ремонти;
  15. Отчет на инвестиционна програма за периода 2015 г.-2019 г.;
  16. Справки за изпълнение на инвестиционната програма на „Брикел“ ЕАД за 2016 г., за периода 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. и прогноза за периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г.;
  17. Справка за отчетените разходи за балансиране на електрическа енергия за периода 01.01.2016 г.-31.12.2016 г.;
  17. Доказателство за оповестяване на предложените цени в средствата за масова информация – копие от публикация на интернет страница [www.novina.bg](http://www.novina.bg);
  18. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.
- Дружеството предлага за утвърждаване следните цени без ДДС:
1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство - 177,44 лв./MWh.
  2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 65,94 лв./MWh.
- Изчисленията в ценовия модел са извършени при следните параметри:
- цена на въглищата – 85,25 лв./т с калоричност 2 458 kcal/kg;

- цена на мазут – 917,78 лв./т;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh;
- добавка за балансиране - 4,46 лв./MWh.

**Обосновката на дружеството е следната:**

За определяне на прогнозната информация е избрана за базисна година календарната 2016 г., глава I, т. 5 от Указания-НВ.

Количеството електрическа енергия за изкупуване от Обществения доставчик е в размер на 480 055 MWh, съгласно писмо изх. № 259/24.02.2017г. до изпълнителния директор на НЕК ЕАД.

Към момента между „Брикел“ ЕАД и НЕК ЕАД няма сключен действащ договор за продажба на електрическа енергия. Двете дружества са в процес на преговори за сключване на нов договор за уреждане на техните отношения. Предвид разпоредбата на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ НЕК ЕАД изкупува цялото количество електрическа енергия, която дружеството произвежда по високоефективен комбиниран способ.

Прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Брикел“ ЕАД през новия ценови период 01.07.2017 г.—30.06.2018 г. са планирани на база отчетните данни през базовата 2016 г. Необходимото количество електрическа енергия за собствено потребление е добавено към предвиденото количество електрическа енергия за продажба на обществения доставчик.

През новия ценови период е планирано запазване на процентното отношение на електрическата енергия за собствени нужди на ТЕЦ от 25,59% спрямо отчетеното през базовата 2016 г. Разпределянето на тези количества между електрическата и топлинната енергия е извършено в съответствие с работния режим на съоръженията съгласно глава трета, раздел I, т. 5 от Указания-НВ.

Цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период 01.07.2017 г. — 30.06.2018 г. е изчислена съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство ВЕКП, при  $\Delta F \geq 10\%$ .

Условно-постоянните разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ за следващия ценови период, са увеличени спрямо отчетната 2016 г. с 2,13 пъти от 4 374 хил. лв. на 9 329 хил. лв. Отразени са в справка № 1 – „Разходи“.

Всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период. Предвижданото увеличение на персонала на дружеството дава своето отражение на условно постоянните като увеличение на разходите за горива, за служебни карти и пътувания, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и т.н.

Разходите за работно облекло са увеличени до 154 хил. лв., като са заложили според нормативните изисквания за осигуряване на персонала с работно облекло и предпазни средства. Липсата на парични средства през 2016 г. е довело до незадоволяване на нуждите на работниците.

Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

За отчетния период перото „други разходи“ за материали включват: разходи за инструменти и други в общ размер 596 хил. лв. За прогнозния период размерът им е увеличен с 44 хил. лв.

Други разходи за услуги включват: разходи за трудова медицина, разходи по пропускна система и други в общ размер 18 хил. лв. За новия период са заложили 28 хил. лв.

Други разходи в „други разходи“ включват: разходи за обучение и квалификация, за поздравления, за спорт, отписани вземания и др. от 228 хил. лв. на 237 хил. лв.

Разходите за работна заплата и осигуровки за регулаторната дейност през 2016

г. възлизат на 12 720 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 10 199 хил. лв. и за осигуровки 2 521 хил. лв. За периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. необходимите разходи са завишени на 11 299 хил. лв. - разходи за заплати и 2 780 хил. лв. за осигуровки. Завишението е продиктувано от назначаването на допълнителен ремонтен персонал още в началото на 2017 г. След извършените промени средният списъчен брой на работници и служители в дружеството от 1 257 бр. нараства на 1 300 бр. Мотивацията за извършените реформи е подобряване на организацията за извършване на ремонтни дейности, намаляване времето за реакция и отстраняване на настъпили аварии.

**Обосновка на разходите за ремонт за ценовия период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. и за тяхното разпределение при производството между електрическата и топлинната енергия.**

През ценовия период 01.07.2017-30.06.2018 г. са предвидени общо разходи за ремонт в размер на 12 024 хил. лв. Те са изчислени на база изготвената и одобрена ремонтна програма на дружеството за периода 01.07.2017-30.06.2018 г. Вzeti са под внимание голямата възраст на съоръженията, липсата на средства за реализиране на програмата в пълен размер през предишните регулаторни периоди и сформираниите ремонтни звена в дружеството.

Поименният списък на обектите, както и сроковете за тяхното изпълнение, се намират в приложената ремонтна програма за периода 01.07.2017-30.06.2018 г.

Ремонтната програма на дружеството е частично отложена и удължена във времето, поради споменатите причини: намалена производствена програма, по-малки приходи. Поради невъзможността за осигуряване на средства за големи основни ремонти на съоръженията, е заложено извършването на разширени текущи ремонти на повече на брой парогенератори. Целта на тези ремонти е да се възстановят максимално номиналните параметри на съоръженията с допускането на компромис, че забавянето на подмяната на нагревни повърхности води до повишена аварийност. Ремонтите по електрофилтрите на двете площадки и Сероочистващата инсталация е свързано с достигане и спазване на екологичните норми.

Стойността на ремонтните дейности е определена съгласно предварителни типови обеми по основните и средни ремонти. Текущите и аварийните ремонти се калкулират на база утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения и договорените часови ставки за труда.

Съгласно изискванията на чл. 31.1., б. "б" от Указания-НВ през новия ценови период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. разходите за амортизации са на нивото на 2016 г.

При изготвянето на справки от № 1 до 9 за новия ценови период и при отчетните данни е приложена „Методиката за разпределение на разходите на електрическа енергия, брикети, ВВК, топлинна енергия и обогатено енергийно гориво в Брикел ЕАД“ относно разпределение на разходите за амортизация спрямо производството между електрическата и топлинната енергия.

Обосновка на предложената от дружеството призната стойност на дълготрайните активи към 31.12.2016 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и за тяхното разпределение при производството между електрическата и топлинната енергия.

Дружеството определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, нормите на безопасност при експлоатация съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване.

Поради необходимостта да се създаде нужната горивна база за ТЕЦ в „Брикел“ ЕАД е обусловена технологична взаимобвързаност между брикетопроизводство и електропроизводство, т.е. всички материални активи на дружеството участват в

процеса на производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия.

Към 31.12.2016 г. признатата счетоводна стойност на дълготрайните активи свързани с дейността по лицензиите възлиза на 265 095 хил. лв.

Дружеството през 2015 г. започна инвестиционна програма, която продължава да се изпълнява и през новия регулаторен период.

Обектите ще се изпълняват във връзка с изискванията на Националния план за инвестиции за периода 2013 – 2020 г.

Обосновка на цена на въглища за период 01.07.2017-30.06.2018 г. Горивният микс за ТЕЦ „Брикел“ се състои от три компонента:

- сурови енергийни въглища, доставяни директно от производител без обработка;
- обогатени енергийни въглища – продукт, който се получава от суровите въглища в брикетна фабрика след обработка и сушене;
- смесено гориво – обработено и складирано с показатели за горене в котлоагрегатите. Сместа се състои от няколко компонента – сурови въглища, обработено енергийно гориво /ОЕГ/ и ОЕГ - брак, т.е. браковата продукция от Брикетна фабрика.

Отчетената цена за 2016 г. на горивния микс е в размер на 86,25 лв./t при калоричност 2 458 kcal/kg.

Тя се формира, като цената на доставяните от „Мини Марица изток“ ЕАД лигнитни въглища е в размер на 77 лв./t уг. Транспортните разходи за доставката на въглищата са без промяна освен перото разходи за електрическа енергия, като стойността на 1 kWh електроенергия се определя по действащата еднотарифна цена за средно напрежение на EVN за съответния месец.

При определяне на разходите за гориво за ценови период 01.07.2017-30.06.2018 г. в изпълнение на т. 20.1. от Указания-НВ е взета предвид действащата към момента на подаване на заявлението цена на въглищата от „Мини Марица изток“ ЕАД - 77 лв./туг.

Приложено е копие на договор № 2 от 09.09.2015 г. за доставка на лигнитни въглища от „Мини Марица Изток“ ЕАД, в едно с допълнителните споразумения към него. Допълнителното споразумение за периода след 31.12.2016 г. в момента не е финализирано.

Разходите за произвеждания в „Брикел“ ЕАД продукт ОЕГ, необходим за работата на ТЕЦ, са изчислени на база отчетни стойности за базовата година след прилагане на Методиката. „Брикел“ ЕАД е едно сложно и особено предприятие, в което се преплитат енергийни потоци, и в течение на времето експерти от дружеството и Комисията са изработили специална Методика, която отразява това преплитане на енергийни потоци и достига до изчисляване стойностите на различните продукти, произвеждани в дружеството.

Представена е справка за отчетна средна цена на горивен микс за периода 01-12.2016 г. (Приложение № 2) От приложението е видно, че цената на микса е 86,25 лв./тнг при калоричност 2 458 kcal/kg. Стойността на 1 туг горивна смес през 2016 г. е по-висока от одобрената с решение № Ц-18 от 30.06.2016 г., поради отчетеното в ТЕЦ увеличаване на процентното съотношение на ОЕГ в горивния микс. Необходимостта от увеличаване на ОЕГ в горивния микс възниква поради влошаване на качествените показатели на доставяните от „Мини Марица Изток“ ЕАД въглища и за да се достигнат необходимите параметри за горивната инсталация се налага да бъдат обогатявани.

Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2017 г. за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 85,25 лв./t при калоричност 2 458 kcal/kg, видно в справка-приложение № 2.

Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2016 г.

При изготвянето на справки от № 1 до № 9 при новия ценови период и при

отчетните данни е приложена „Методиката“ на „Брикел“ ЕАД.

„Разходите за вода“ за производство на електрическа и топлинна енергия за новия ценови период възлизат на 319 хил. лв. Те включват закупуването от НЕК ЕАД - Предприятие „Язовири и каскади“ на промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията.

„Разходи за закупена енергия“ за новия ценови период възлизат на 306 хил. лв. и включват закупуването на необходимото количество електрическа енергия за осигуряване на резервно захранване на съоръженията в резултат на аварийни ситуации. Количествата за новия ценови период са прогнозирани на база отчета за 2016 г.

„Разходите за консумативи“ за новия ценови период възлизат на 4 353 хил. лв. и включват следните пера:

- сярна киселина монохидрат – използва се за регенерация на Н - катионитови филтри;

- натриева основа – използва се за регенерация ОН- анионитови филтри;

- железен сулфат – използва се за коагулант за сурова вода;

- тринатриев фосфат – използва се за алкален реагент за корекция на питателна вода към водния тракт на централата;

- водно стъкло – алкален реагент за обработка на топлофикационния тракт;

- натриев хлорид – за възстановяване на РОС;

- йонообменни смоли;

- разходи за хидратна вар – за очистване на димни газове от серни емисии;

- разходи за гориво-смазочни материали за въглеподавателен тракт.

Разходите за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2016 г.

„Разходите за външни услуги“ за новия ценови период възлизат на 1 083 хил. лв. и включват разходи за нает транспорт и механизация.

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид са определени въз основа на емитираните количества емисии въглероден диоксид за производството на електрическа енергия за 2016 г., а за прогнозния период – на база планираните количества горива, необходими за изпълнение на производствената програма. От емисиите въглероден диоксид са приспаднати безплатните квоти за топлинна енергия за битови клиенти, предвидени във връзка с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО), както и предвидените квоти срещу инвестиции по чл. 10в от цитираната директива за съответния период. Разходите на останалите за закупуване квоти са изчислени при цена на емисиите 6,54 евро/t, което е официалната цена на затваряне на борсата ICE на 30.12.2016 г.

Оборотният капитал е определен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за съответната дейност, като не се включват разходи за амортизации.

За ценови период 01.07.2017-30.06.2018 г. оборотният капитал за производство е в размер на 18 031 хил. лв., като за производство на електрическа и топлинна енергия са 18 007 хил. лв., а за пренос на топлинна енергия - 24 хил. лв.

С писмо изх. № Е-14-31-3 от 28.04.2017 г. на КЕВР на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ от заявителя е изискано да представи:

- Обосновка на необходимостта от завишаване на разходите за ремонт в производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия, като се посочат ремонтните разходи и разходите, които имат инвестиционен характер;

- Подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С писмо с вх. № Е-14-31-3 от 09.05.2017 г. дружеството е предоставило следната информация:

#### **По т. 1.**

През ценови период 01.07.2017-30.06.2018 г. са предвидени разходи за ремонт в размер на 12 024 хил. лв. Те са изчислени на база изготвената и одобрена ремонтна



програма на дружеството за новия ценови период. Вzeti са под внимание голямата възраст на съоръженията, липсата на средства за реализиране на програмата в пълен размер през предишните регулаторни периоди и сформираниите ремонтни звена в дружеството.

Поименния списък на обектите, както и сроковете за тяхното изпълнение се намират в приложената ремонтна програма за периода 01.07.2017-30.06.2018 г.

Целта на ремонтите е да се възстановят максимално номиналните параметри на съоръженията. Забавянето на подмяната на нагревни повърхности води до повишена аварийност. Ремонтите по електрофилтрите на двете площадки и сероочистващата инсталация е свързано с достигане и спазване на екологичните норми. Ремонтната програма ако не бъде изпълнена поради липса на средства, отново ще се повтори ситуацията от предишните регулаторни периоди: висока аварийност, неизпълнение на заложената производствена програма и по-малки приходи.

Стойността на ремонтните дейности е определена съгласно предварителни типови обеми по основните и средни ремонти. Текущите и аварийните ремонти се калкулират на база Утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения.

Разходите, които имат инвестиционен характер, са планирани съгласно проектите по инвестиционната програма и не включват дейности, влизащи в основните ремонти.

Преимуществено, инвестиционната програма на ТЕЦ „Брикел” ЕАД е насочена към проекти за рехабилитация и модернизация на основно енергийно оборудване, чиято реализация ще допринесе за намаляване на емисиите на парникови газове по икономически ефективен начин и в тази връзка съгласно утвърдения Национален план за инвестиции на Република България 2013 г. – 2020 г., свързан с дерогацията по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО, и съобщение на Европейската комисия 2011/С99/03, „Брикел” ЕАД изпълнява планираните инвестиционни проекти, с крайни срокове за реализация в периода 2013 – 2020г.

Тъй като през 2016 г. няма приключени проекти от инвестиционната програма съгласно изискванията на чл. 31.1.б.«б» от Указания-НВ през новия ценови период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. разходите за амортизации и РБА са на нивото на 2016 г.

## **По т. 2.**

През 2016 г. няма присъдени юрисконсултски възнаграждения и няма получени приходи от присъдени такива.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

За ценовия период дружеството отчита с 16,25% по-ниски количества реализирана електрическа енергия и с 6,27% намаление на топлинната енергия с пара.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода се запазват същите спрямо отчетните за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 53,65% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г. ), вследствие на ръста на разходите за ремонт със 483,69%, последвани от разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ със 101,93% и разходите за заплати и възнаграждения с 4,93%. Дружеството предвижда увеличение на прогнозните разходи за инвестиции през следващия регулаторен период с 40,96%.

## **Образуване на цените**

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт в производството са коригирани от 11 981 хил. лв. на 2 781 хил. лв. или с 9 200 хил. лв., като коригираната стойност е свързана с ремонтни дейности, приети за инвестиция, която ще се включи в РБА за следващия ценови период и разходи, които не са обосновани, в съответствие с т. 1.2 от общия подход. Разликата над отчетената стойност за 2016 г. е за покриване на предвидени, но неизвършени ремонти

през предходния ценови период, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 11 299 хил. лв. на 11 219 хил. лв. или с 80 хил. лв., при отчетена стойност на разхода през 2016 г. в размер на 10 199 хил. лв., поради изоставане на средната работна заплата в дружеството в сравнение със средната работна заплата в отрасъл „Енергетика“ и в съответствие с т. 1. 3 от общия подход;

- разходите за горива за автотранспорт са коригирани от 243 хил. лв. на 123 хил. лв. или със 120 хил. лв. до нивото на отчетените разходи през 2016 г. съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за служебни карти и пътувания са коригирани от 631 хил. лв. на 544 хил. лв. или с 87 хил. лв. до нивото на отчетените разходи през 2016 г. съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите в размер на 4 199 хил. лв. за „Фонд сигурност на електроенергийната система“ - 5%, не са включени в общите разходи в съответствие с т. 1 от общия подход и чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ;

- разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) са намалени от 10 192 хил. лв. на 3 154 хил. лв., или със 7 038 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през

2016 г. в размер на 309 027 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t съгласно т. 13 от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ НВ на привлечения капитал е коригирана от 10,92% на 4,55%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2016 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ е коригирана предложената от дружеството добавка за балансиране от 4,46 лв./MWh на 0 лв./MWh.

5. В изчисленията на цените не е използвана индивидуалната методика на дружеството, тъй като не са налице предпоставките на чл. 14, ал. 4 от НРЦТЕ и правилата за ценообразуване, съдържащи се в НРЦТЕ и в утвърдените от Комисията Указания-НВ, са напълно приложими към заявлението на дружеството.

След проведеното открито заседание на 06.06.2017 г. с писмо с вх. № Е-14-31-5 от 07.06.2017 г. дружеството е представило възраженията си по Доклада, както следва:

1. Срещу извършената корекция в справка № 1 „Разходи“ на разходите за ремонт в производството, които са коригирани от 11 981 хил. лв. на 2 781 хил. лв. или с 9 200 хил. лв., Дружеството не приема твърдението, че коригираната стойност е свързана с ремонтни дейности, приети за инвестиция.

Според дружеството, извършената от КЕВР корекция в Решение № Ц-18 от 30.06.2016 г. на разходите за ремонт на съоръженията на „Брикел“ ЕАД от 9 935 хил. лв. на

4 378 хил. лв., или намаление с 5 557 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2015 г., е довело до рязко увеличаване на аварийността в дружеството през последния регулаторен период. Дружеството изразява мнение, че поради тази причина не е изпълнило заложената за периода производствена програма и не е произвело утвърдените количества електрическа енергия по горесцитираното решение, което е лишило „Брикел“ ЕАД от предвидените за регулаторния период приходи.

Дружеството счита, че настоящото ново свиване на разходите за ремонт, което представлява почти половината от размера, определен с горното решение, (от 4 378 хил. лв. за предходния период на 2 781 хил. лв.), ще постави дружеството в риск не само от висока аварийност и недостиг на средства, но и невъзможност за нормално функциониране на предприятието. Подобно свиване на средства, необходими за

осъществяване на дейността, би довело до спиране на работата, което би довело до тежка социална криза в региона.

Дружеството възразява и срещу извършената корекция в разходите за заплати, горива за транспорт и карти за пътуване на персонала, като счита, че по този начин ще е в невъзможност да извърши необходимите дейности за ремонт и поддръжка на съоръженията в изправност, както и да увеличи производството или числеността на персонала, чрез който да бъдат извършени дейностите по поддръжката.

Дружеството изразява мнение, че непризнаването на разходи, от страна на Комисията е нарушение на регламентирания в чл. 31, т. 2 от ЗЕ принцип за възстановяване на икономически обосноваваните разходи за дейността на енергийното предприятие, който следва да бъде прилаган при извършване на ценово регулиране.

В представената справка Приложение № 3, част от заявление № Е-14-31-3 от 03.04.2017 г., са показани разходите, които имат инвестиционен характер и са планирани съгласно проектите по инвестиционната програма, като не включват дейности, влизащи в основните ремонти.

Планираните средства са влагани за строителство, за закупуване на машини и съоръжения, за иновации, за производствени запаси, за квалификация на персонала, за научни изследвания, за маркетингова дейност, за закупуване на ценни книжа и др., като извършените от дружеството инвестиционни разходи са с цел увеличение на полезния срок за ползване на актива, както и неговата стойност.

В тази връзка, „Брикел“ ЕАД е обявило обществени поръчки за доставка на необходимите материали и резервни части, които да обезпечат извършването на ремонтната програма и аварийните ремонти, на обща стойност за регулаторен период от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г. в размер на 6 210 хил. лв.

Дружеството заявява, че всички други последващи разходи, направени с цел да се възстанови или да се поддържа първоначално установеното ниво на ефективност на активите, се признават за разходи в периода, през който са направени, т.е. разходи за основен/текущ ремонт.

Дружеството счита, че така извършената корекция на разходите за ремонт в производството от 11 981 хил. лв. на 2 781 хил. лв., или с 9 200 хил. лв. ще задълбочи проблемите с аварийността, тъй като отново няма да бъде изпълнена планираната ремонтна програма и дружеството ще реализира по-малко приходи, вследствие на неизпълнение на производствената програма.

Дружеството изразява опасения, че подобно свиване на разходите за ремонт на производственото предприятие, ще го изправи пред реален риск от огромна аварийност на съоръженията или от тежка промишлена авария.

2. Дружеството възразява срещу извършената корекция в справка № 1 „Разходи“, разходите за заплати и възнаграждения, които са коригирани от 11 299 хил. лв. на 11 219 хил. лв., или с 80 хил. лв., при отчетена стойност на разхода през 2016 г. в размер на 10 199 хил. лв.

Дружеството обосновава, че завишението е продиктувано от назначаването на допълнителен ремонтен персонал още в началото на 2017 г., като съгласно т. 1.3 от общия подход би следвало, за да може средната работна заплата в дружеството да се увеличи, догонвайки средната работна заплата в сектор „Енергетика“, Комисията да определи разходи за заплати в размер на 15 575 хил. лв. или увеличение с 4 276 хил. лв.

3. Дружеството възразява срещу извършената корекция в справка № 1 „Разходи“ разходите за горива за автотранспорт, които са коригирани от 243 хил. лв. на 123 хил. лв. или със 120 хил. лв. до нивото на отчетените разходи през 2016 г.

Дружеството обосновава предложената завишена стойност на горивата, като следствие от постоянната тенденция за повишение на цената им. За последната година, цената на дизела е повишена 10%-15%, вследствие на съкращения добив на петрол. Освен това дружеството предвижда нарастването на необходимите количества горива за автотранспорт, в унисон с необходимостта от доставка на материали и резервни части

необходими при изпълнение на ремонтната програма.

4. Дружеството възражава срещу извършената корекция в справка № 1 „Разходи” на разходите за служебни карти и пътувания, които са коригирани от 631 хил. лв. на 544 хил. лв., или с 87 хил. лв. до нивото на отчетените разходи през 2016 г.

Дружеството обосновава завишените разходи за транспорт на персонала като следствие, както на увеличени брой работници, които трябва да бъдат превозвани, така и на увеличаващата се цена на горивата.

5. Дружеството възражава срещу извършената корекция в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала”, като НВ на привлечения капитал е коригирана от 10,92% на 4,55%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2016 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

Дружеството заявява, че справката е изготвена съгласно изискванията на Указания-НВ, именно съгласно разпоредбата на чл. 40. „Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, се изчислява като средно претеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал”.

Дружеството посочва, че има сключени договори за кредити от 2006 г. и 2010 г. и са със срок на погасяване - 30.12.2024 г. В тази връзка действащите договори, с които „Брикел“ ЕАД е обвързан, са със среден лихвен процент 10,92%, съгласно статистически данни на БНБ за пазарните нива на лихвения процент по години и месеци, със среден лихвен процент за 2010 г. от 10,16%. Дружеството счита за неясен механизма на данните, изнесени от БНБ, относно цената на привлечения капитал към м.12.2016 г. - 4,55%, като така изложеният процент от 4,55% е за м. 12.2016 г., а не към м. 12.2016 г.

6. Дружеството възражава срещу извършената корекция в справка № 4 „ТИП в производството”, където е коригирана предложената от дружеството добавка за балансиране от 4,46 лв./MWh на 0,00 лв./MWh.

Дружеството счита, че тази корекция противоречи на т. 1.4 от Общия подход, за разходи, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия, които са включени в цените на база отчетна стойност на платените разходи за балансиране през 2016 г.

Дружеството изразява мнение, че реално минимизиране на тези разходи не може да се очаква, предвид повишената аварийност и лошото състояние на съоръженията в централата, вследствие на неизвършени ремонти.

Дружеството настоява, че необходимостта от компенсиране на разходите за балансиране е свързана само и единствено с производството на електрическа енергия, като съгласно т.10. от §1 на ДР на НРЦЕЕ, „Променливи разходи” са тези разходи, чиято стойност се променя в зависимост от количествата произведена, пренесена или продадена енергия – т.е. разходите за балансиране са променливи разходи в ТЕЦ. Като предвид заложеното в т.1.4 от Общия подход, „разходите за балансираща енергия да се включат в цените на база отчетна стойност на платените разходи за балансиране през 2016 г.”, дружеството счита, че при обща отчетена сума в размер на 1 717 194,66 лв. и при заложена по-висока производствена програма за нетна електрическа енергия в размер на 509 255 MWh, спрямо отчетената в размер на 411 191 MWh през 2016 г., дружеството би натрупало загуба от 554 хил. лв. в резултат на непризнати разходи.

#### **След преглед на постъпилите възражения от дружеството Комисията счита:**

1. Възражението на дружеството относно направената корекция на разходите за ремонт от 11 981 хил. лв. на 2 781 хил. лв. или с 9 200 хил. лв., се приемат частично. Възстановени са 730 хил. лв. от коригираните разходи, предвид представената обосновка, според която, извършената от КЕВР корекция в Решение № Ц-18 от 30.06.2016 г. на разходите за ремонт на съоръженията на „Брикел” ЕАД, от 9 935 хил. лв. на 4 378 хил. лв., или намаление с 5 557 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2015 г., е довело до рязко увеличаване на аварийността в дружеството през последния регулаторен период и в съответствие с т. 1.2 от приетия общ подход.

2. Възражението на дружеството относно направената корекция на разхода за заплати и възнаграждения от 11 299 хил. лв. на 11 219 хил. лв. или с 80 хил. лв. се приема. Съгласно представената обосновка на дружеството, завишението е продиктувано от назначаването на допълнителен ремонтен персонал още в началото на 2017 г.

3. Възражението на дружеството относно направената корекция на разходите за горива за автотранспорт от 243 хил. лв. на 123 хил. лв. или със 120 хил. лв. до нивото на отчетените разходи през 2016 г. се приема. Съгласно представената обосновка на дружеството, завишената стойност на горивата е следствие от постоянната тенденция за повишение на дизела с 10%-15% и нарастването на необходимите количества горива за автотранспорт, свързани с необходимостта от доставка на материали и резервни части необходими при изпълнение на ремонтната програма.

4. Възражението на дружеството относно направената корекция на нормата на привлечения капитал от 10,92% на 4,55%, в съответствие с Глава втора, Раздел III, т. 41 от Указания – НВ не се приема. Регулаторните правомощия на Комисията включват определяне на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници.

5. Възражението на дружеството относно направената корекция на предложената добавка за балансиране от 4,46 лв./MWh се приема частично. От коригираните разходи са възстановени 554 хил. лв., за предотвратяване натрупване на загуба от непризнаване на разхода. Дружеството е в балансираща група с дружества, които при нормална експлоатация не предизвикват такива разходи. Конкретно възникналите разходи са в резултат на форсмажор, който не може да се включи напълно като разход за предстоящия ценови период.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Брикел” ЕАД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 141,37 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 141,36 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) – 66,82 лв./MWh

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

■ Необходими годишни приходи – 140 046 хил. лв., в т. ч.:

○ Разходи – 133 646 хил. лв., от които условно-постоянни – 31 879 хил. лв. и променливи – 101 766 хил. лв.

○ Регулаторна база на активите – 93 157 хил. лв.

○ Норма на възвръщаемост – 6,87%

■ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 509 255 MWh, в т. ч. собственото потребление – 29 200 MWh

■ Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 13 106 MWh

Цена на въглицата – 85,25 лв./t при калоричност 2 458 kcal/kg

## **25. „ТЕЦ Свищов” АД**

С писмо вх. № Е-14-38-5 от 31.03.2017 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило:

1. Прогнозна информация за ценови период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., съгласно приложени справки от № 1 до № 9;

2. Копие на договор за продажба на топлинна енергия с „Коев - СД“ ООД;

3. Копие на договор за продажба на топлинна и електрическа енергия със Земеделски производител - Тодор Георгиев Бобев;

4. Справка за дейността на „ТЕЦ Свищов“ АД, издадена от Министерство на земеделието и храните и Регистрационна карта на земеделски стопанин, заверена от Областна дирекция „Земеделие“.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- Преференциална цена на електрическа енергия – 161,88 лв./MWh,
- Производствена цена на топлинна енергия с водна пара - 66,33 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата:

- цена на въглищата – 190,55 лв./t с калоричност 6 000 kcal/kg;
- цена на мазут - 990,00 лв./t.

Обосновката на „ТЕЦ Свищов“ АД е следната:

### **I. Условно- постоянни разходи:**

Дружеството посочва, че съгласно разработения модел е предвидено условно-постоянните разходи да са в размер на 11 564 лв., като същите са съобразени с действащата нормативна уредба, със счетоводната политика на дружеството, с необходимостта от персонал за функционирането на централата.

#### **1. Разходи за амортизации за производство**

При разработването на модела са взети предвид амортизацията, които са начислени през предходния период и са предвидени за прогнозния период 3 961 хил. лв. Същите са съобразени със счетоводната политика на дружеството и спецификата на дейността му.

#### **2. Разходи за ремонт**

Планираните разходи за ремонти в размер на 3 000 хил. лв. са необходими за осигуряване на експлоатационната надеждност и безаварийна работа на централата. „ТЕЦ Свищов“ АД отбелязва, че ремонтните дейности са не само прогнозираны, а са задължителни с оглед на вече миналите работни часове на съоръженията и поддръжката на тяхната експлоатационна годност и осигуряването на безопасността на работа на персонала. Част от разходите за ремонтни дейности се налагат във връзка с изпълнение на националния план за привеждане на всички инсталации в страната в съответствие с новите норми за прах, серни и азотни окиси за периода до 2020 г., които в конкретния случай са 2 до 3 пъти по-ниски спрямо заложените в комплексното разрешително. Поетапно изпълнение на тази национална програма изисква да се направят инвестициите и същите да са реализират през настоящата година.

#### **3. Разходи за заплати и възнаграждения**

Планирани са разходи за заплати и възнаграждения през прогнозния период в размер на 3 000 хил. лв., като при разработването на прогнозата за новия ценови период са взети предвид лицата, които са необходими за реализиране на лицензионната дейност. Разходите за социални осигуровки през новия ценови период са съобразени със социално-осигурителното законодателство и са в размер на 580 хил. лв.

#### **4. Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията**

В справките са обединени различни разходи, пряко свързани с дейността по издадената лицензия, и възлизат на 1 023 хил. лв. Планираните разходи са направени на база на статистически данни от предходните периоди и са съобразени с необходимия размер при работа на централата и с оглед постигане на максимална ефективност при производствената експлоатация на машините и съоръженията, административните потребности и свързаните с това разходи, както и нормативно изискуемите разходи.

### **II. Променливи разходи:**

#### **Разходи за въглища**

Дружеството сочи, че планирането на разхода за въглища е от изключителна важност, тъй като около 85% от себестойността на произвежданата топлинна и електрическа енергия се формира от основната суровина - въглища. С цел удовлетворяване на екологичните изисквания централата работи с въглища, които са с ниско сярно съдържание, като това от своя страна води до ограничения при избора на суровини и доставчици. За очистване на общия прах „ТЕЦ Свищов“ АД е изпълнило предвидените мероприятия. За изпусканите емисии на серен диоксид е необходимо да се използват предимно руски въглища със сярно съдържание до 0,4% . През последните

години, доставките на въглища от Украйна са ограничени и централата е обезпечена с въглища от Русия и Южна Африка. Дружеството е осигурило договори за доставка на въглища, при което средната цена ще бъде 90 USD/t. При определянето на икономически обоснована цена на въглищата трябва да се предвидят и съответно да се остойностят разходите за транспорт, които според дружеството възлизат на 10 USD/t. При приета базова цена от 90 USD/t, разходи за транспорт 10 USD/t и добавка 2,5 USD/t за товаро-разтоварни дейности се получава ценово равнище 102,5 USD/t. Средният курс на щатския долар за м. декември 2016 г. по данни на БНБ - 1,85537 лв./USD.

С писмо с изх. № Е-14-38-5 от 18.05.2017 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация, както следва:

1. Отчетна информация за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9;

2. Одитиран годишен финансов отчет за 2016 г., с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, вкл. доклад за дейността на дружеството;

3. Обосновка на разходите по всички разходни позиции в Приложение № 1 в справки от № 1 до № 9.

4. Копие на действащите договори за доставка на въглища, течни горива и биогорива с всички приложения към тях;

5. Доказателство за платена такса за разглеждане на заявлението;

6. Приложения № 2, № 3 и № 4 да бъдат предоставени на магнитен/електронен носител.

С писмо с вх. № Е-14-38-5 от 19.05.2017 г. дружеството е представило следната информация:

1. Отчетна информация за ценовия период 01.07.2016 - 30.06.2017 г., съгласно приложените справки от № 1 до № 9;

2. Прогнозна информация за период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., съгласно приложените справки от № 1 до № 9;

3. Справки и пояснения относно прилагането на ЕССО;

4. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни дейности за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. (Приложение № 3);

5. Копие на договор за продажба на топлинна енергия с „Коев – СД“ ООД, за отопление на обект „Туристическа база, хижа“;

6. Копие на договор за продажба на топлинна енергия с „Коев – СД“ ООД, за отопление на обект „Младежка база, състояща се от две бунгала“;

7. Копие на договор за продажба на топлинна и електрическа енергия със Земеделски производител – Тодор Георгиев Бобев;

8. Справка за дейността на „ТЕЦ Свищов“ АД от Министерство на земеделието и храните, Регистър на земеделските стопани от 22.03.2017 г., и Регистрационна карта на земеделски стопанин от 22.03.2017 г., заверена от Областна дирекция „Земеделие“;

9. Обосновка на разходите, предвидени в разходните позиции в Приложение № 1;

10. Платежно нареждане за внесена такса за разглеждане на заявлението;

11. Обява във вестник „Борба“ до всички заинтересовани лица.

Дружеството уточнява, че към настоящия момент все още няма заверен годишен финансов отчет с пояснителните приложения към него и доклад за дейността и се ангажира допълнително да го предостави.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

За ценовия период дружеството отчита същите количества реализирана

електрическа енергия и същите количества реализирана топлинната енергия с водна пара спрямо новия ценови период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 63,54% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г. ), вследствие на ръста на разходите за ремонт с 200,00%, последвани от разходите за амортизации с 66,71%, разходите за заплати и възнаграждения с 30,43% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 9,18%. Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през следващия регулаторен период.

Разпоредбата на чл. 27, ал. 2 от Административнопроцесуалния кодекс (АПК) възлага процесуално задължение на административния орган да проверява предпоставките от фактическо и правно естество за допустимостта на искането в производството по издаването на индивидуалния административен акт. Ако не са налице предпоставките за допустимост на искането - административно производство не се образува, а ако вече е образувано подобно, същото се прекратява.

Материалноправната норма на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, определя, че: *„Комисията не регулира цените за продажба на топлинна енергия и не определя цени по чл. 33, ал. 1 на производители, които съгласно одитираните годишни финансови отчети за някоя от предходните три календарни години имат общи годишни приходи над 5 000 000 лв. и приходите им от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия надвишават 35 на сто от общите им годишни приходи, освен ако тези производители осъществяват пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти или използват произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция“.*

Следва да се отбележи, че разпоредбата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ предвижда недопустимост на регулиране на цените на съответния производител, при наличие на предвидените в нея предпоставки *„за някоя от предходните три календарни години“*, което означава, че е необходимо да се направи анализ за наличие на положителните и за отсъствие на отрицателните предпоставки за последните три календарни години – 2014 г., 2015 г. и 2016 г. В случай, че се установи някоя от визираните в правната норма пречки за образуване и провеждане на административно производство за някоя от последните три години, без значение коя точно, производството ще следва да бъде прекратено.

Предвид обстоятелството, че „ТЕЦ Свищов“ АД не е представило одитиран годишен финансов отчет с пояснителните приложения към него за 2016 г., изискан от Комисията с писмо изх. № Е-14-00-3 от 01.03.2017 г. и писмо изх. № Е-14-38-5 от 18.05.2017 г., не може бъде извършен анализ на годишните приходи съгласно одитиран годишен финансов отчет за 2016 г., както и на дела на приходите от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия спрямо общите годишни приходи за тази година. По отношение на предходните две години - 2014 г. и 2015 г., съгласно одитираните годишни финансови отчети, публикувани по партидата на дружеството в Търговския регистър, се установява, че „ТЕЦ Свищов“ АД има общо годишни приходи за 2014 г. в размер на 41 976 хил. лв., в т. ч. приходи от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия 37 760 хил. лв. или 89,96% от общите приходи, и за 2015 г. общо годишни приходи в размер на 23 139 хил. лв., в т. ч. приходи от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия 5 619 хил. лв. или 24,28% от общите му годишни приходи.

По отношение на изключението, визирано в чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, *„освен ако тези производители осъществяват пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти или използват произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция“*, следва да се отбележи, че за да попадне в това изключение, по отношение на заявителя следва да са налице кумулативни изисквания да *осъществява пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти* или алтернативно – да



използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция. По отношение на „ТЕЦ Свищов“ АД не е налице първата група предпоставки, защото преносът на топлинна енергия, на основание чл. 39, ал. 1, т. 2 от ЗЕ задължително подлежи на лицензиране от КЕВР. „ТЕЦ Свищов“ АД не притежава такава лицензия. Представените от дружеството два броя договори с „Коев - СД“ ООД не са сключени с битов клиент. Съгласно дефиницията, дадена в §1, т. 2а от допълнителните разпоредби на ЗЕ, „битов клиент“ е клиент, който купува електрическа или топлинна енергия с топлоносител гореща вода или пара за отопление, климатизация и горещо водоснабдяване, или природен газ за собствени битови нужди.

По отношение на втората предпоставка - *да използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция*, дружеството е представило договор със земеделски производител - Тодор Георгиев Бобев, сключен на 20.03.2017 г. и Справка за дейността на „ТЕЦ Свищов“ АД от Министерство на земеделието и храните, Регистър на земеделските стопани от 22.03.2017 г. и Регистрационна карта на земеделски стопанин от 22.03.2017 г. Представената информация очевидно касае бъдещ период, а не разглежданите три календарни години – 2014 г., 2015 г. и 2016 г., за които дружеството не е представило никакви данни и информация. Освен това от данните, посочени в Справка за дейността на „ТЕЦ Свищов“ АД от Министерство на земеделието и храните е видно, че дружеството няма засети никакви земеделски култури, а е попълнило само графа „Намерения за основни култури“.

Нормата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ предвижда регулиране на цените, ако съответният производител на електрическа и топлинна енергия *използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция*. Глаголът *използва* означава, че производителят трябва да докаже, че реално използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция, а не само че има намерения в тази насока. Членуването на думата *произведената*, означава, че за да е налице предвидената от законодателя предпоставка, следва предназначението на произвежданата от него топлинна енергия да е съществено и определящо за дейността му. Необосновано и в противоречие с духа на закона е огромни инсталирани енергийни мощности да се използват за производството на минимално количество земеделска продукция. В противен случай би могло да се достигне до резултати, противоречащи на духа на закона, заобикаляне на разпореденото от законодателя и постановяване на административен акт извън материалната компетентност на КЕВР, в качеството ѝ на административен орган.

Представените от „ТЕЦ Свищов“ АД данни и документи не доказват реално използване на топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция, както за предходните три календарни години, така и към настоящия момент. Не са представени никакви конкретни данни за количества топлинна енергия с такова предназначение.

След проведено на 06.06.2017 г. открито заседание, с писмо с вх. № Е-14-38-7 от 09.06.2017 г. дружеството е представило възражение по Доклада. Съображенията са както следва:

„ТЕЦ Свищов“ АД изразява несъгласие с Доклада, тъй като счита, че той противоречи както на основните принципи за тълкуване на нормативните актове, така и на самите нормативни актове.

На първо място дружеството не приема, че пренос на топлинна енергия може да се осъществява само въз основа на лицензия по чл. 39, ал. 1, т. 2 от ЗЕ, тъй като съгласно чл. 39, ал. 4, т. 3 от ЗЕ не се изисква издаване на лицензия за пренос на топлинна енергия от лице, притежаващо топлопреносна мрежа, към която са присъединени централи с обща инсталирана мощност до 10 MW. Освен това ЗЕ не изисква лицензия за пренос и/или снабдяване с топлинна енергия и когато доставката се осъществява без преносна мрежа и клиентът е директно присъединен, или чрез топлопровод на клиента.

На второ място дружеството не споделя аргументите, че за да бъде регулирана цената на топлинната енергия и да бъдат определени цени по чл. 33, ал. 1 от ЗЕ, следва

производител, който за някоя от предходните три календарни години има общи годишни приходи над 5 000 000 лева и приходите му от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия надвишават 35 на сто от общите му годишни приходи, в момента да осъществява пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти или да използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция, т.е. администрацията на Комисията въвежда като изискване, за да не бъде приложено изключението по чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, към момента на подаване на заявлението да са налице двете предпоставки - да се осъществява пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти или да използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция, съответно производителят сам да произвежда растителна земеделска продукция.

Подобно разбиране води до извод, че на този пазарен сегмент може да участват само съществуващи производители, и нови участници не могат да искат, съответно да им бъдат определени, регулирана цена на топлинната енергия и цени по чл. 33, ал. 1 от ЗЕ, което от своя страна противоречи на целите на ЗЕ, посочени в чл. 2, ал. 1, т. 3 и т. 6 - създаване и развитие на конкурентен и финансово стабилен енергиен пазар и насърчаване на комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия.

На трето място дружеството възражава срещу наложения извод, че големи горивни инсталации трябва да се използват за производство на растителна земеделска продукция, вместо да продават топлинната енергия на земеделски и други производители, което сочи като противоречи с целите на ЗЕ, посочени в чл. 2, ал. 1, т. 4 - енергийни доставки при минимални разходи.

На следващо място дружеството отбелязва направеното граматическо тълкуване на използваните в чл. 30, ал. 4 от ЗЕ изрази, че целят единствено да създаде квазиоснование да не бъде уважено искането на „ТЕЦ Свищов“ АД за определяне на регулирана цена на топлинната енергия и за определяне на цени по чл. 33, ал. 1 от ЗЕ. Изразява мнение, че граматическо тълкуване се използва само когато на база общите и специалните разпоредби на нормативния акт не може да бъде изяснен смисълът на конкретна разпоредба и счита, че конкретният случай не е такъв. Нито в чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, нито в други разпоредби на закона има изискване, за да бъде изключено приложението на същата разпоредба, съответният производител преди подаване на заявление за утвърждаване на цени сам да използва произвежданата топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

Освен това, дори и при прилагане на граматическото тълкуване на разпоредбата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, не може да се стигне до изводи, като тези в Доклада, тъй като изразът „използва“ следва да се разбира занапред доколкото се касае за бъдещ регулаторен период, а изразът „произведената“ доколкото не е адресиран до производителя, следва да се разбира, че няма значение кой ще използва произведената топлинна енергия, стига цялата или част от нея да се използва за производство на растителна земеделска продукция. Противното води до лишен от правна и икономическа логика извод големи горивни инсталации да се използват за производство на растителна земеделска продукция, вместо да продават топлинната енергия на земеделски и други производители.

Подобно тълкуване противоречи и на общи и специални разпоредби на ЗЕ и на Директива 2004/8/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 11 февруари 2004 год., относно насърчаване на комбинираното производство на енергия, основаващо се на търсенето на полезна топлоенергия във вътрешния енергиен пазар и за изменение на Директива 92/42/ЕИО (Директивата), които не въвеждат като изискване за насърчаване, съответно за определяне на цени по чл. 33, ал. 1 от ЗЕ, към момента на подаване на заявлението да са налице двете предпоставки по чл. 30, ал. 4 от ЗЕ - да осъществява пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти или да използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция, съответно производителят сам да произвежда растителна земеделска продукция.

Съгласно чл. 162, ал. 1 от ЗЕ, който се намира в специалната част на закона - глава

единадесета „Насърчаване на производството на електрическа енергия по комбиниран начин“, раздел II „Производство на електрическа енергия от топлоелектрически централи с комбиниран начин на производство“, общественят доставчик, съответно крайните снабдители са длъжни да изкупят от производители, присъединени към съответната мрежа, цялото количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, регистрирано с месечен сертификат за произход, по преференциални цени, определени съгласни съответната наредба по чл. 36, ал. 3, като количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия се изкупуват до размера на количествата, определени с решение на КЕВР за определяне на индивидуална цена за инсталациите.

С Разпоредбата на чл. 162, ал. 1 и сл. от ЗЕ, освен че се транспонират в националното ни законодателство разпоредбите на Директивата, чрез същата се реализира и една от основаните цели на ЗЕ, разписана в чл. 2, ал. 1, т. 6, а именно: насърчаване на комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия.

Предвид изложеното и до колкото нито чл. 162 от ЗЕ, нито чл. 2, ал. 1, т. 6 от ЗЕ, въвеждат ограничения за изключване на приложението на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, в посочения в доклада смисъл: към момента на подаване на заявлението да са налице двете предпоставки - да осъществява пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти или да използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция, съответно производителят сам да произвежда растителна земеделска продукция, следва извод, че изложеното в Доклада тълкуване няма нормативно основание.

Освен изложеното, дружеството счита, че в процесния случай разпоредбата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, не е приложима, тъй като:

Приложението на общата разпоредба на чл. 33, ал. 4 от ЗЕ, се изключва от специалната на чл. 162, ал. 2 от ЗЕ, която предвижда че произвежданата от „ТЕЦ Свищов“ АД електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство се изкупува в количества и цени определени от КЕВР без значение за какво се използва топлинната енергия.

Специалната разпоредба на чл. 162 от ЗЕ регулира само отношенията с производителите на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство, докато чл. 33, ал. 4 от ЗЕ е в общата част и касае производители на електрическа енергия от други източници и по друг начин, поради което специалната разпоредба на чл. 162 от ЗЕ изключва и има примат над общата на чл. 33, ал. 4 от ЗЕ.

Разпоредбите на Директивата не предвиждат ограничения за насърчаването на комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия, които да са свързани с размера на приходите им, или за какво и от кой се използва топлинната енергия.

Дружеството твърди, че подаденото заявление за регулиране на цената на топлинната енергия и за определяне на цени по чл. 33, ал. 1 от ЗЕ, отговаря на изискванията на закона, съответно налице са основанията за изключване на приложението на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ - произвежданата от дружеството топлинна енергия ще се използва за производство на растителна земеделска продукция през регулаторния период, за който се иска утвърждаване на цени.

#### **След преглед на постъпилото възражение, Комисията счита:**

Цените за снабдяване с топлинна енергия от нелицензираните лица по чл. 39, ал. 4, т. 2 и 3 от ЗЕ не подлежат на регулиране от Комисията предвид изричната правна норма на чл. 30, ал. 3 от ЗЕ.

В Раздел VII от глава десета „Топлоснабдяване“ от ЗЕ са детайлизирани търговските взаимоотношения при продажбата на топлинната енергия, като производител на топлинна енергия може да продава топлинната енергия на топлопреносното предприятие (чл. 149, ал. 1, т. 1 от ЗЕ) и на пряко присъединени клиенти на топлинна енергия за небитови нужди (чл. 149, ал. 1, т. 2 от ЗЕ). Теплопреносното предприятие може да продава топлинната енергия на клиенти на топлинна енергия за небитови нужди (чл. 149, ал. 1, т. 3 от ЗЕ), на асоциации на клиентите на топлинна енергия в сграда - етажна

собственост (чл. 149, ал. 1, т. 4 от ЗЕ), на доставчик на топлинна енергия (чл. 149, ал. 1, т. 5 от ЗЕ) и на клиенти на топлинна енергия за битови нужди (чл. 150, ал. 1 от ЗЕ). Видно е, че ЗЕ не предвижда преки правоотношения между производител и клиенти на топлинна енергия за битови нужди. В тази връзка в чл. 30, ал. 4 от ЗЕ е предвидено производителят да осъществяват пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти, като предпоставките са кумулативни.

Съгласно чл. 30, ал. 4 от ЗЕ Комисията не регулира цените за продажба на топлинна енергия и не определя цени по чл. 33, ал. 1 на производители, които съгласно одитираните годишни финансови отчети за някоя от предходните три календарни години имат общи годишни приходи над 5 000 000 лв. и приходите им от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия надвишават 35 на сто от общите им годишни приходи, освен ако тези производители осъществяват пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти или използват произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

Цитираната правна норма на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ не противоречи на други разпоредби на ЗЕ. Тя ограничава административното регулиране и административния контрол и не ограничава производителя да продава енергия по свободно договорени цени, което не противоречи на целите и принципите на ЗЕ. С приемането на нормата на ал. 4 на чл. 30 от ЗЕ се ограничава един от регулаторните режими върху стопанската дейност, като визираните в нормата производители могат свободно да продават произвежданите от тях електрическа и топлинна енергия, без да е необходимо цените, които прилагат да се регулират от КЕВР.

Разпоредбата на чл. 162 от ЗЕ следва да се цитира в цялост и тя гласи: общественият доставчик, съответно крайните снабдители са длъжни да изкупят от производители, присъединени към съответната мрежа, цялото количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, регистрирано с месечен сертификат за произход, по преференциални цени, определени съгласно съответната наредба по чл. 36, ал. 3, с изключение на количеството електрическа енергия, необходимо за осигуряване експлоатационната надеждност на основните съоръжения, произведено над количеството електрическа енергия от комбинирано производство и количествата, които производителят ползва за собствени нужди и за собствено потребление по смисъла на чл. 119, ал. 1 или има сключени договори по реда на глава девета, раздел VII, или с които участва на пазара на балансираща енергия, или която е потребявана от небитови клиенти, които не са на бюджетна издръжка, и които производителят с преобладаващ топлинен товар за стопански нужди снабдява с топлинна енергия. Количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия се изкупуват до размера на количествата, определени с решение на комисията за определяне на индивидуална цена за инсталациите. В допълнение алинея втора от чл. 162 от ЗЕ определя, че производителят може да продава количествата електроенергия извън тези по ал. 1 по свободно договорени цени по реда на глава девета, раздел VII, или на балансиращия пазар.

Разпоредбата на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ съдържа в себе си изключения от изискването за задължително изкупуване на електрическата енергия, дори в случаите когато тя е произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Изключенията се отнасят за количеството електрическа енергия, необходимо за осигуряване експлоатационната надеждност на основните съоръжения, произведено над количеството електрическа енергия от комбинирано производство и количествата, които производителят ползва за собствени нужди и за собствено потребление по смисъла на чл. 119, ал. 1 или има сключени договори по реда на глава девета, раздел VII, или с които участва на пазара на балансираща енергия, или която е потребявана от небитови клиенти, които не са на бюджетна издръжка, и които производителят с преобладаващ топлинен товар за стопански нужди снабдява с топлинна енергия.

В тази връзка „ТЕЦ Свищов“ АД попада в групата на когенерациите, опериращи

изцяло на свободния пазар.

По отношение на твърденията на „ТЕЦ Свищов“ АД, че „приложението на общата разпоредба на чл. 33, ал. 4 от ЗЕ, се изключва от специалната на чл. 162, ал. 2 от ЗЕ, която предвижда че произвежданата от “ТЕЦ Свищов” АД електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство се изкупува в количества и цени, определени от КЕВР”, е необходимо да се обърне внимание на следните обстоятелства: ал. 4 на чл. 33 от ЗЕ е отменена (ДВ бр. 17 от 2015 г., в сила от 6.03.2015 г.), а чл. 162, ал. 2 от ЗЕ определя, че електрическа енергия от високоефективно производство може да се продава и на свободния пазар по реда на раздел VII „Сделки при свободно договорени цени” от глава девета от ЗЕ, което именно е относимо към “ТЕЦ Свищов” АД. Дружеството не попада в обхвата на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ. Освен това, разпоредбата на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ не е в противоречие с чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, защото в чл. 162, ал. 1 от ЗЕ се регламентира, че количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия се изкупуват до размера на количествата, определени с решение на Комисията за определяне на индивидуална цена за инсталациите. Следователно разпоредбата на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ се прилага само по отношение на производители, чиито цени се регулират от Комисията по реда на ЗЕ, какъвто не е настоящият случай.

Комисията не приема за основателно твърдението, че чл. 30, ал. 4 от ЗЕ „касае производители на електрическа енергия от други източници и по друг начин”. Разпоредбата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ определя, че Комисията не регулира цените за продажба на топлинна енергия и не определя цени по чл. 33, ал. 1 на производители при посочените в нормата предпоставки. Визираните в правната норма цени по чл. 33, ал. 1 от ЗЕ са преференциалните 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, които се определят от Комисията. Следователно при наличието на предпоставките на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, се изключва приложението на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ и това ясно следва от проследяването на препратките на правните норми на ЗЕ.

Неоснователни се явяват твърденията на дружеството относно граматическо тълкуване на нормата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ. Излагат се доводи за неправилност на изводите на административния орган, тъй като не е налице хипотеза за прилагане на граматическо тълкуване на текста на горесцитираната норма. Във възражението на „ТЕЦ Свищов“ АД се твърди, че до прилагането на този метод на тълкуване следва да се стигне, когато на база общите и специални разпоредби на нормативния акт не може да бъде изяснен смисълът на конкретна разпоредба.

В хода на административното производство, образувано по заявление, подадено от „ТЕЦ Свищов“ АД, Комисията е събрала, разгледала и обсъдила в Доклада всички факти и обстоятелства от значение за случая, като установените факти са на база представената от дружеството в КЕВР информация. Комисията е установила наличие на условията по чл. 30, ал. 4 от ЗЕ въз основа на информация, представена от „ТЕЦ Свищов“ АД. В резултат на разглеждане на представените данни и информация се формира крайният извод за недопустимостта на административното производство по регулиране на цените на „ТЕЦ Свищов“ АД.

Грамматическото тълкуване има за цел да изясни езиковия смисъл на правната норма. Грамматическото тълкуване предшества логическото, тъй като чрез първия вид тълкуване се изяснява езиковият смисъл на правната норма, а чрез втория вид се разкриват духа и разумът на закона. При грамматическото тълкуване се изяснява смисълът на отделните думи, използвани при формулирането на закона. Оттук следва изводът, че тълкувайки термините се стига до правното понятие. Следващата крачка към разтълкуването на правната норма е, че терминът веднъж изяснен като езикова единица се търси връзката му с другите термини, търси се мястото на термина в разпоредбата, т.е. мястото на понятието в контекста на изречението. Безспорен е изводът, че текстът на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ държи

сметка за правната логика на законодателя, че всички дейности, описани в цитирания текст обхващат едно конкретно дружество и извършваната от това дружество дейност, без да се държи сметка за това какви дейности извършва „ТЕЦ Свищов“ АД в контекста на отношенията си с други юридически или физически лица.

Неоснователни са доводите на „ТЕЦ Свищов“ АД, свързани с Директива 2004/8/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 11 февруари 2004 г. относно насърчаване на комбинираното производство на енергия, основаващо се на търсенето на полезна топлинна енергия във вътрешния енергиен пазар и за изменение на Директива 92/42/ЕИО. Задължителното изкупуване на електрическата енергия от високоефективно комбинирано производство по преференциални цени не е транспонирано нито от Директива 2004/8/ЕО, нито от следващата директива, която я отменя, а именно - Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 година, относно енергийната ефективност, за изменение на директиви 2009/125/ЕО и 2010/30/ЕС и за отмяна на директиви 2004/8/ЕО и 2006/32/ЕО. Цитираните директиви не уреждат задължителното изкупуване на електрическата енергия от високоефективно комбинирано производство по преференциални цени като задължителна мярка за насърчаване на комбинираното производство, съответно – не задължават държавите-членки да въведат във вътрешното си законодателство такава мярка. В съображение 39 от преамбюла на Директива 2012/27/ЕС се казва, че: „с оглед да се увеличи прозрачността за крайния клиент, за да бъде той в състояние да избира между електроенергия от комбинирано производство и електроенергия, произведена чрез други технологии, произходът на енергията от високоефективно комбинирано производство следва да бъде гарантиран на основата на хармонизирани референтни стойности на ефективността. Схемите за гарантиране на произхода сами по себе си не предполагат право на ползване на национални механизми за подпомагане“.

Разпоредбата на чл. 27, ал. 2 от Административнопроцесуалния кодекс (АПК) възлага процесуално задължение на административния орган да проверява предпоставките от фактическо и правно естество за допустимостта на искането в производството по издаването на индивидуалния административен акт. Ако не са налице предпоставките за допустимост на искането - административно производство не се образува, а ако вече е образувано подобно, същото се прекратява. В тази връзка се явяват неоснователни твърденията на „ТЕЦ Свищов“ АД, че администрацията на Комисията въвежда като изискване, за да не бъде приложено изключението по чл. 30, ал. 4 от ЗЕ към момента на подаване на заявлението да са налице двете предпоставки - да се осъществява пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти или да използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция, съответно производителят сам да произвежда растителната земеделска продукция. Допустимостта на административното производство се проверява както към момента на подаване на съответно искане в административния орган, така и към момента на постановяване на административния акт. Задължение на административния орган да разгледа и реши съобразно закона заявено пред него искане за издаване на административен акт няма да възникне в случаите, когато сезираният орган констатира наличието на факти, които изключват, погасяват или препятстват упражняването на правомощията му. Тези факти представляват процесуални пречки и правят произнасянето недопустимо. Правните норми изискват административните актове да се основават на конкретно установени факти, като това е изискване за законосъобразност.

В Доклада са направени подробни констатации, че дружеството не използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция. На проведеното открито заседание и с писменото възражение „ТЕЦ Свищов“ АД излага само правни аргументи, които не променят установената фактическа обстановка, и не представя доказателства, които да бъдат разгледани от КЕВР.

След провеждане на открито заседание и обществено обсъждане, със Закон за допълнение на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 51 от 2017 г., в чл. 30, ал. 4 от ЗЕ след думата „използват“

се добавя „100 на сто от“.

„ТЕЦ Свищов“ АД не използва цялата произведена топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция, което е безспорно предвид твърденията на дружеството и събраните доказателства.

В тази връзка, приложение следва да намери преходната разпоредба на § 2 от Закона за допълнение на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 51 от 2017 г., съгласно която започнатите до влизането в сила на този закон производства за регулиране на цените за продажба на топлинна енергия и за определяне на цени по чл. 33, ал. 1 се прекратяват при наличие на условията по чл. 30, ал. 4.

## **26. „Видахим“ АД**

С вх. № Е-14-35-7 от 31.03.2017 г. дружеството е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия и утвърждаване на еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител водна пара, към което е приложило на хартиен и електронен носител и по електронна поща:

1. Удостоверение за Актуално състояние на дружеството;
2. Обосновка;
3. Отчетна информация за 2016 г. и прогнозна информация за ценовия период 01.07.2017÷30.06.2018 г., по приложен ценови модел (справки от № 1 до № 9);
4. Средна цена на въглицата по складова наличност към 01.03.2017 г. и по сключено Споразумение (Приложение № 2);
5. Отчет и анализ на планираните и изпълнени ремонтни и инвестиционни мероприятия и прогнозен анализ на технико-икономически показатели за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2017÷30.06.2018 г. (Приложение № 3);
6. Отчетна информация за продадените количества електрическа енергия и приходите от продажби, (Приложение № 4);
7. Неодитиран годишен финансов отчет за 2016 г.;
8. Споразумение за доставка на енергийни въглища РТ-ВД/01.03.2017 г.;
9. Производствена програма на Завода за пневматични гуми за периода 01.07.2017÷30.06.2018 г.;
10. Справка за сключените договори за производство на пневматични гуми от „Видахим“ АД в периода 01.07.2017÷30.06.2018 г.;
11. Копия от сключени договори за производство и продажба на пневматични гуми;
12. Копие от сключен договор за продажба на топлинна енергия с „Химремонтстрой“ АД от 24.03.2017 г.; копие от договор за продажба на топлинна енергия с „Иренор“ ООД от 13.03.2017 г., копие от договор за продажба на топлинна енергия със Сдружение „Енорийски храм Христос Спасител“ – гр. Видин“ от 24.03.2017 г.;
13. Копие от анкетна карта и регистрационна карта за регистрация на земеделски стопанин на „Видахим“ АД от 23.02.2017 г. от Министерството на земеделието и храните ;
14. Копия от предложения за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия на „Видахим“ АД, публикувани в местен и национален вестник;
15. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени:

- Преференциална цена на електрическа енергия – 153,61 лв./MWh с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./ MWh
- Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител водна пара – 50,49 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата:

- Цена на въглицата – 201,37 лв./t при калоричност 5 900 kcal/kg.
- цена на газьол – 1 297,05 лв./t;
- цена на мазут – 1 200,00 лв./t.

### **Обосновката на дружеството е следната:**

Предложението за цени за новия регулаторен период 01.07.2017 - 30.06.2018 г. на „Видахим“ АД е разработено при спазване на изискванията на НРЦТЕ, НРЦЕЕ и Указания-НВ.

Изготвеното предложение е съобразено и с направените промени в чл. 30, ал. 4 на ЗЕ по отношение на подлежащите на регулиране цени на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство.

„Видахим“ АД посочва, че е регистриран земеделски производител и притежава Регистрационна карта, издадена от Областна Дирекция „Земеделие“ – гр. Видин от 23.02.2017 г., както и че притежава изграден оранжерийен комплекс в близост до ТЕЦ „Видин“ през 2014 г., който развива успешно производствена и търговска дейност в периода 2014-2015 г., преди спиране работата на централата и подаването на топлинна енергия към оранжерията.

Дружеството счита, че към датата на подаване на заявлението, са налице необходимите предпоставки за развитието на ефективна оранжерийна дейност при използване на топлинната енергия от ТЕЦ, а именно:

- Оранжерийният комплекс е изграден;
- В наличност са всички съоръжения и инсталации, които са годни за експлоатация;
- Изградена е и необходимата прилежаща инфраструктура.

Обработваемата площ предопределя възможността за рационално управление на оранжерийния комплекс. Той има изградена система за капково напояване и система за използване на топлинната енергия от намиращата се в непосредствена близост ТЕЦ. Това от своя страна дружеството приема като предпоставка за гарантирано осигуряване на необходимия температурен режим и целогодишно функциониране на оранжерийния комплекс, с цел постигане на по-висока рентабилност.

„Видахим“ АД планира поетапно разширяване на тази дейност в следващите няколко години, в зависимост от темпа на нарастване на приходите от продажба на земеделска продукция. Оранжерийният комплекс ще бъде използван за производството на няколко вида култури, като в периода от октомври на текущата година до месец май на следващата година топлинната енергия ще бъде използвана за отопление. В пролетно-летния сезон се предвижда използване на топлинната енергия за т.нар. соларизация, която има за цел да поддържа високо качество на почвата за получаване на висок добив земеделска продукция при минимално използване на промишлени препарати за борба с вредителите. По този начин ще се гарантира високо качество на произвежданата продукция, което от своя страна ще рефлектира върху приходите от продажби.

Дружеството твърди, че според направените проучвания на пазара в региона на населените места в Северозападен район - гр. Видин, Враца и Монтана съществува голямо търсене на традиционни български зеленчуци, отгледани в екологична среда. Предлагането, обаче на такива продукти е слабо, което дава възможност на „Видахим“ АД да запълни създалата се пазарна ниша. С оглед на дейността до момента и нуждите на пазара в комплекса ще се отглеждат: ранни сортове домати, краставици, салати, лук, чесън, пипер, пресни подправки, разсад.

През новия регулаторен период 01.07.2017- 30.06.2018 г. е направен разчет на приходите и разходите за работата на оранжерийния комплекс на „Видахим“ АД.

Наред с поетапното разширяване на дейността като земеделски производител „Видахим“ АД предвижда продължаване работата на Завода за гуми. За целта има изготвена производствена програма и сключени договори с клиенти, приложени към заявлението.

Дружеството твърди, че е предвидена и доставка на топлинна енергия за отопление и производствена дейност на други клиенти, с които има сключени договори, в т. ч. оранжерии и катедрален храм.



Приложена е и информация за обвързаността на предвидената за реализация топлинна енергия, както следва:

| Общо топлинна енергия | Завод за гуми | Оранжерии | Снабдяване с топлинна енергия на църквата, други промишлени клиенти, и т.н. |
|-----------------------|---------------|-----------|-----------------------------------------------------------------------------|
| MWh                   | MWh           | MWh       | MWh                                                                         |
| 649 800               | 590 790       | 22 220    | 36 790                                                                      |

### **Технико-икономически анализ на производството на високоефективна комбинирана енергия от ТЕЦ „Видин“**

Производството на каучукови изделия и работата на оранжерийния комплекс на „Видахим“ АД са в пряка връзка с производството на високо ефективна електрическа енергия от ТЕЦ, която подлежи на изкупуване от Обществения доставчик. Технологичният процес за производството на гуми е свързан с използване на топлинна енергия, която не може да бъде доставена от друг доставчик, т.е. не съществува алтернативна възможност за взаимозаменяемост на енергоизточника. Аналогично е и захранването с топлинна енергия на оранжерийния комплекс от ТЕЦ „Видин“. Етапите, свързани с производство и пренос на топлинна енергия до отделните обекти, са технически обвързани и не могат да работят автономно.

Заводската централа е с обща инсталирана електрическа мощност 60 MW. Централата е построена през 1969 г. и е предназначена да използва високо калорични вносни въглища – с произход Русия и Украйна.

Проектните въглища, необходими за работата на централата, са марка ПА от Донецкия басейн в Украйна. През последните години, във връзка със спазване екологичните изисквания и намаляване нормите на серни окиси ТЕЦ към „Видахим“ АД изгаря руски въглища с ниско съдържание на сяра ( $< 0,4\%$ ).

Централата не може да изгаря и не е проектирана за други типове въглища, като например Индонезийски, Южноафрикански, Виетнамски и др. поради следните причини:

1. По - високото им сярно съдържание ( $S = 1,1 - 1,4\%$ ).

2. По - високите им летливи вещества ( $V = 19 - 20\%$ ). Прахта от тези въглища се samozапалва в прахови бункери, пада налягането в барабана и котлоагрегатът не може да поддържа нормални номинални параметри. Пада рязко температурата на прегрята пара и се задейства защитата от ниска температура, която води до изключване на Котлоагрегата и турбините.

3. Висока температура на топене на пепелта на тези въглища ( $t_3 = 1400\text{ }^{\circ}\text{C}$  - проект). При тези въглища още  $t_1 > 1450\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Поради тази причина се затяга процеса на горене. Почти няма течено шлакоотделяне, като има сепарация на прах на пода на котлоагрегата, при което възниква опасност от зашлаковане на шлаковия отвор. Увеличава се процентно дела на пепелта в уноса до  $95\%$  ( $a_{ун} = 85\%$  проект), което води до покачване на процента на горимост в уноса до  $20\%$ , увеличаване загубата от механическо недоизгаряне до  $5\%$  ( $3\%$  - проект). Всичко това води до намаляване КПД на котлоагрегата, респективно преразход на въглища. Котлоагрегатът започва интензивно да се зашлакова по нагредни повърхности. Забиват се с повече пепел въздухоподгревателите му, което води до намаляване на резерва по тяга с последващо намаление на паропроизводството му. Увеличават се собствените нужди на електроенергия поради увеличеното натоварване на въздушни вентилатори (по-високите летливи се нуждаят от повече въздух) и на димни вентилатори, за да се поддържа нормална тяга.

#### **1. Промениливи разходи за производство през новия регулаторен период**

##### **1.1. Въглища**

Използваните въглища от „Видахим“ АД през новия регулаторен период покриват

екологичните изисквания за намаляване нормите на серни окиси от ТЕЦ към „Видахим“ АД. За целта се изгарят руски въглища с ниско съдържание на сяра (<0,4%). Основната марка въглища, които се използват са марки „Т+А“ и „А“, с произход Украйна и Русия, които са с висока калоричност от 6000 kcal/kg. Използват се като добавка и въглища с марки „ТОМСШ“ и „ДСШ“, с произход Кузбас, Русия.

Прогнозните цени на въглищата, доставяни на „Видахим“ АД за новия ценови период са изчислени при преизчисляване доставната цена в левовата равностойност спрямо щатския долар към 30.03.2016 г. е 1.83 лв./USD. В общата доставна цена са включени и разходи за транспорт и товаро-разтоварни разходи. Вzeti са предвид складовите наличности от въглища към датата на подаване на заявлението, както и сключените договори за доставка на въглища - 160 000 t за периода 01.07.2017 - 30.06.2018 г. При определяне на базовата стойност на разходите за въглища, са взети предвид и периодите на доставка. Обичайната търговска практика е свързана с извършване на доставки през есенно зимния период, когато централата е най-натоварена. Доставки, по правило не се извършват през летните месеци, поради опасност от самозапалване при натрупване на голяма складова наличност. Също така, за авансово договаряне на по-изгодни цени през летния сезон е необходимо авансово заплащане на въглищата, а централата не разполага с необходимите средства.

Предвид изложеното „Видахим“ АД посочва, че е в състояние да възстанови работата на Завода за гуми и ТЕЦ към него, във възможно най-кратки срокове, използвайки наличната складова наличност от въглища, доставяна през предходни отчетни периоди.

### **1.2. Производствена програма**

„Видахим“ АД счита, че предложената производствена програма е изцяло съобразена с потреблението на топлинна енергия, в т. ч.: за работата на Оранжевия комплекс и за работата на Завода за гуми, с доставката на топлинна енергия на клиенти, в близост до централата.

В производствената програма в периода 01.07.2017 – 30.06.2018 г. са включени:

- Топлинна енергия, с топлоносител водна пара – 649 800 MWh;
- Високоэффективна комбинирана електрическа енергия, в т.ч. и собственото потребление – 160 310 MWh;
- Високоэффективна комбинирана енергия към Обществения доставчик – 155 580 MWh;

При разработване на производствената програма за новия регулаторен период, усилията на дружеството са насочени към предоставяне на обективна информация и технико-икономически обвързани ценообразуващи елементи, въз основа на плана за развитие на оранжевия производствено, сключените договори за доставка на топлинна енергия с клиенти в близост до централата и сключените договори за производство на завода за гуми.

„Видахим“ АД твърди, че е в състояние да изпълни ангажиментите си във връзка с последващото сертифициране на високоэффективната комбинирана енергия, така че да може по безспорен начин да се докаже произхода на електрическата енергия, както и че са изпълнени критериите за високо ефективно комбинирано производство.

## **2. Условно-постоянни разходи**

Общата стойност на планираните условно – постоянни разходи за новия ценови период е **16 899 хил. лв.**, като разходите са съобразени с минималните нужди от персонал за изпълнение на производствената програма. Разходите пряко свързани с дейността по лицензията – горива, работно облекло и др. също са оптимизирани, като прогнозираните нива са в съответствие с действащата нормативна база.

### **2.1. Разходи за заплати и осигуровки на персонала**

Прогнозните разходи за възнаграждения в Справка № 1 „Разходи за производство“ през новия ценови период възлизат на 4 538 хил. лв., като са включени всички разходи за персонал относими към лицензионната дейност. През 2016 г.

„Видахим“ АД не е извършвало лицензионна дейност, поради което за същия период дружеството поддържа минимален брой оперативен технически и административен персонал. Като отчетни данни за 2016 г. са посочени 551 хил. лв. разходи за възнаграждения на персонала, които според дружеството не би следвало да се използват за целите на сравнителен анализ по групи разходи и не могат да бъдат използвани за база при определяне на необходимите приходи за новия ценови период.

Планираните разходи за социални осигуровки през новия ценови период възлизат на 848 хил. лв., като дружеството счита, че тази стойност е съобразена с разпоредбите на осигурителния кодекс.

## **2.2. Разходи за амортизации**

Планираните разходи за амортизации са 4 994 хил. лв. Съгласно Закона за счетоводството, амортизацията се начислява като разход, само при ефективна работа на активите. Поради тази причина разходи за амортизации за 2016 г. не са начислени.

Амортизационната политика на дружеството включва прилагането на линеен метод за амортизации, а амортизационния срок на активите е съобразен с техния полезен живот, както следва:

|                                        |           |
|----------------------------------------|-----------|
| Сгради                                 | 25 години |
| Машины, съоръжения и оборудване        | 14 години |
| Транспортни средства                   | 7 години  |
| Други амортизируеми дълготрайни активи | 7 години  |

## **2.3. Разходи за ремонт**

Предвидените средства за ремонт за ценовия период са в размер на 3 906 хил. лв. и са изчислени на база предварителна оценка за стойността на ремонтните дейности, свързани с пускане в експлоатация на машините и съоръженията на ТЕЦ Видин. През 2016 г. ремонти не са извършвани. В стойността на ремонтната програма са предвидени и разходи за текущи ремонтни дейности, необходими за поддържане на техническата изправност на централата по време на експлоатация.

Периодичността на тези ремонти зависи от специфичните условия за работа, от начина на експлоатация, от вида на флуидите, тяхната температура и налягане, от механичното и топлинно натоварване и т.н., а на основните съоръжения междурементният пробег се определя от завода производител.

Въз основа на междурементния пробег на отделните съоръжения, действащите наредби и инструкции за ремонт и срока за изчерпване на експлоатационния ресурс на метала е изготвена Ремонтната програма за периода 2017-2018 г.

Основните цели, които се предвижда да се решат с изпълнението на тази програма са:

- Увеличаване на междурементния пробег чрез повишаване надеждността и сигурността на съоръженията;
- Намаляване до минимум или напълно изключване на аварийните ремонти;
- Поевтиняване на ремонтите;
- Поддържане на КПД на основните съоръжения на проектното им равнище;
- Подобряване на условията на труд и повишаване безопасността на труда.

Във връзка със създаване на безопасни условия на труд и микроклимат, отговарящи на изискванията на нормативната уредба, постоянна грижа на ръководството на „Видахим“ АД е поддържането на сградния фонд и основните производствени помещения във възможно най-добър вид – възстановяване на фасадите, остъкляване, ремонт на покриви и полагане на необходимата хидроизолация и ремонт на битови помещения.

В обобщение, предвидената ремонтна програма за новия регулаторен период има за цел да осигури безаварийното пускане в експлоатация на ТЕЦ „Видин“, както и да бъдат избегнати впоследствие аварийни ремонти. Изпълнението на предвидената ремонтна програма ще сведе до минимум възникването на непредвидени ремонтни разходи, ще се повиши сигурността на работа, ще намалеят собствените нужди на

електро- и топлоенергия и ще се предотврати замърсяването на околната среда.

#### **2.4. Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията**

Планираните разходи, пряко свързани с дейността по лицензията за новия регулаторен период възлизат на 3 461 хил. лв., като тяхната стойност е изчислена на база ефективната експлоатация на производствените мощности. През 2016 г. ТЕЦ Видин не осъществява производствена дейност, поради което посочените отчетни разходи за този период не могат да бъдат използвани като база за сравнителен анализ.

#### **2.5. Възвръщаемост**

При прогнозиране на възвръщаемостта от високоефективно комбинирано производство са направени разчети за новия регулаторен период съгласно Указания-НВ за попълване на справките за образуване на цените на електрическата и топлинната енергия. Включената норма на възвръщаемост на собствения капитал е в размер на 5,0%, респективно среднопретеглената норма на възвръщаемост, заложена при ценообразуването е 5,56%.

Дружеството счита, че предложената от „Видахим“ АД ценова рамка за производство на високоефективна комбинирана електрическа и топлинна енергия за новия ценови период от 1 юли 2017 г. отразява текущите нива на разходите за горива, въглеродни емисии и условно-постоянни разходи, прогнозирани при спазване наредбите и указанията на Комисията. Дружеството не разполага с необходимия финансов резерв за покриване на всякакви негативни изменения в цените на въглищата или промяна на валутните курсове, като и за преодоляване на плащания, въведени със ЗЕ.

**Въз основа на гореизложеното дружеството предлага КЕВР да утвърди следните цени за периода 01.07.2017 – 30.06.2018 г., при ценообразуващи елементи:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 153,61 лв./MWh, в т. ч.:
    - индивидуални разходи за единица енергия – 153,60 лв./MWh
    - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh
  2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител пара (без ДДС) – 50,49 лв./MWh
  3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
    - Необходими годишни приходи – 57 433 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 55 109 хил. лв., от които условно-постоянни – 16 899 хил. лв. и променливи – 38 210 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 41 808 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 5,56%
    - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 160 310 MWh, в т. ч. собственото потребление 4 730 MWh
    - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 649 800 MWh.
- Цена на въглищата – 201,37 лв./t при калоричност 5 900 kcal/kg.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

За отчетния ценови период и за 2016 г. дружеството не е извършвало комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР със 741,16% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), като най-значително е увеличението на разходите за заплати и възнаграждения с 668,75%, последвани от разходите за ремонт с 300,62% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 697,47%. Дружеството предвижда през новия регулаторен период прогнозни разходи за инвестиции в размер на 2 100 хил. лв.

Разпоредбата на чл. 27, ал. 2 от Административнопроцесуалния кодекс (АПК) възлага процесуално задължение на административния орган да проверява предпоставките от фактическо и правно естество за допустимостта на искането в

производството по издаването на индивидуалния административен акт. Ако не са налице предпоставките за допустимост на искането - административно производство не се образува, а ако вече е образувано подобно, същото се прекратява.

Материалноправната норма на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, определя, че: *„Комисията не регулира цените за продажба на топлинна енергия и не определя цени по чл. 33, ал. 1 на производители, които съгласно одитираните годишни финансови отчети за някоя от предходните три календарни години имат общи годишни приходи над 5 000 000 лв. и приходите им от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия надвишават 35 на сто от общите им годишни приходи, освен ако тези производители осъществяват пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти или използват произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция“*.

Следва да се отбележи, че разпоредбата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ предвижда недопустимост на регулиране на цените на съответния производител, при наличие на предвидените в нея предпоставки *„за някоя от предходните три календарни години“*, което означава, че е необходимо да се направи анализ за наличие на положителните и за отсъствие на отрицателните предпоставки за последните три календарни години – 2014 г., 2015 г. и 2016 г. В случай, че се установи някоя от визираните в правната норма пречки за образуване и провеждане на административно производство за някоя от последните три години, без значение коя точно, производството ще следва да бъде прекратено.

Предвид обстоятелството, че „Видахим“ АД не е представило одитиран годишен финансов отчет с пояснителните приложения към него за 2016 г., изискан от Комисията с писмо изх. № Е-14-00-3 от 01.03.2017 г., не може бъде извършен анализ на годишните приходи съгласно одитиран годишен финансов отчет за 2016 г., както и на дела на приходите от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия спрямо общите годишни приходи за тази година. По отношение на предходните две години - 2014 г. и 2015 г., съгласно одитираните годишни финансови отчети, публикувани по партидата на дружеството в Търговския регистър, се установява, че „Видахим“ АД има общо годишни приходи за 2014 г. в размер на 44 209 хил. лв., в т. ч. приходи от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия 37 629 хил. лв. или 85,12% от общите приходи, и за 2015 г. общо годишни приходи в размер на 14 114 хил. лв., в т. ч. приходи от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия 10 484 хил. лв. или 74,28% от общите му годишни приходи.

По отношение на изключението, визирано в чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, *„освен ако тези производители осъществяват пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти или използват произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция“*, следва да се отбележи, че за да попадне в това изключение, по отношение на заявителя следва да са налице кумулативни изисквания да *осъществява пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти* или алтернативно – *да използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция*. По отношение на „Видахим“ АД не е налице първата група предпоставки, защото преносът на топлинна енергия, на основание чл. 39, ал. 1, т. 2 от ЗЕ задължително подлежи на лицензиране от КЕВР. „Видахим“ АД не притежава такава лицензия. Представените от дружеството копия от договори за продажба на топлинна енергия с „Химремонтстрой“ АД и Сдружение „Енорийски храм Христос Спасител – гр. Видин“ не са сключени с битов клиент. Съгласно дефиницията, дадена в §1, т. 2а от допълнителните разпоредби на ЗЕ, „битов клиент“ е клиент, който купува електрическа или топлинна енергия с топлоносител гореща вода или пара за отопление, климатизация и горещо водоснабдяване, или природен газ за собствени битови нужди.

По отношение на втората предпоставка - *да използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция*, дружеството е представило договор със земеделски производител - „Иренор“ ООД, сключен на

16.03.2017 г. и копие от анкетна карта и регистрационна карта за регистрация на земеделски стопанин на „Видахим“ АД от 23.02.2017 г. от Министерството на земеделието и храните. Представената информация очевидно касае бъдещ период.

За твърдението си, че *„притежава изграден оранжерия комплекс в близост до ТЕЦ „Видин“ през 2014 г., който развива успешно производствена и търговска дейност в периода 2014-2015 г., преди спиране работата на централата и подаването на топлинна енергия към оранжерията“*, дружеството не е представило конкретни доказателства.

Нормата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ предвижда регулиране на цените, ако съответният производител на електрическа и топлинна енергия *използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция*. Глаголът *използва* означава, че производителят трябва да докаже, че реално използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция, като не е достатъчно само да прави твърдения в тази насока. Членуването на думата *произведената*, означава, че за да е налице предвидената от законодателя предпоставка, следва предназначението на произвежданата от него топлинна енергия да е съществено и определящо за дейността му. Необосновано и в противоречие с духа на закона е огромни инсталирани енергийни мощности да се използват за производството на минимално количество земеделска продукция. В противен случай би могло да се достигне до резултати, противоречащи на духа на закона, заобикаляне на разпореденото от законодателя и постановяване на административен акт извън материалната компетентност на КЕВР, в качеството ѝ на административен орган.

Представените от „Видахим“ АД данни и документи не доказват реално използване на топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция, както за предходните три календарни години, така и към настоящия момент.

След проведеното открито заседание на 06.06.2017 г. с писмо с вх. № Е-14-35-11 от 09.06.2017 г. дружеството е представило възраженията си по Доклада, както следва:

Дружеството посочва, че през отчетния ценови период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. и за 2016 г. няма никакво производство на електрическа и топлинна енергия, а не само цитираното в Доклада комбинирано производство.

По отношение извършения анализ на Приложение № 3: „Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР със 741,16% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016-30.06.2017 г.), като най-значително е увеличението на разходите за заплати и възнаграждения с 668,75%, последвани от разходите за ремонт с 300,62% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 697,47%“.

Дружеството изразява мнение, че през регулаторния период 01.07.2016-30.06.2017 г. ТЕЦ към „Видахим“ АД и дружеството като цяло нямат нито един работен ден с реализирано производство. Счита за некоректна направената констатация и цитираните проценти, при положение че прогнозата за новия ценови период е разработена на база нормална производствена дейност.

Дружеството заявява, че цитираните стойности в графа № 4 от Приложение № 3 от Доклада „Прогноза в цени от 01.07.2016 г.“ на „Условно-постоянни разходи“, „Разходи за амортизации“, „Разходи за външни услуги“ и „Цена на въглищата“, не са подавани в КЕВР, което водело до получаване на некоректни данни в графа № 11 „Изменение в проценти“.

Относно финансовото състояние на дружеството:

Дружеството смята за некоректно изготвени анализите и мотивите по отношение на общото финансово състояние за 2016 г. и възражава срещу тях. Заявява, че нормалният производствен цикъл на дружеството е нарушен от 01.01.2015 г., а след м. март 2015 г. е спряна напълно производствената дейност, което е и причина за влошеното финансово състояние на „Видахим“ АД към 31.12.2016 г. и към тази дата дружеството не извършва производствена дейност.

В тази връзка дружеството посочва, че при необходимост от инвестиции за

възобновяване на производството „Видахим“ АД ще работи с привлечени средства, подсигурени от основните акционери.

Дружеството възразява и по отношение на цитат от Доклада „Необосновано и в противоречие с духа на закона е огромни инсталирани енергийни мощности да се използват за производство на минимално количество земеделска продукция“, като счита, че не е огромна инсталирана мощност, а също и по отношение на направените корекции в „Образуване на цените“. Дружеството счита, че след като цените се определят индивидуално за всяко дружество, цитирането на „съгласно Общия подход“ звучи неприемливо, защото не е нормативен документ и не може да бъде достатъчен мотив за направените корекции.

Във връзка с това „Видахим“ АД счита, че корекциите са направени без съответните мотиви, касаещи изрично „Видахим“ АД, което дружеството счита за некоректно и грешно като позиция.

Дружеството възразява и срещу изложените правни аргументи в доклада, като счита, че същите противоречат както на основни принципи за тълкуване на нормативните актове, така и на самите нормативни актове, съответно на правото на Европейския съюз.

Дружеството не приема аргументите в доклада, че за да бъде регулирана цената на топлинната енергия и да бъдат определени цени по чл. 33, ал. 1 от ЗЕ, следва производител който за някоя от предходните три календарни години има общи годишни приходи над 5 000 000 лева и приходите му от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия надвишават 35 на сто от общите му годишни приходи, в момента да осъществява пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти или да използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

Дружеството счита, че администрацията на Комисията въвежда като изискване, за да не бъде приложено изключението по чл. 30, ал. 4 от ЗЕ към момента на подаване на заявлението да са налице двете предпоставки - да се осъществява пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти или да използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция, съответно производителят сам да произвежда растителна земеделска продукция. Според дружеството подобно разбиране води до извод, че на този пазарен сегмент може да участват само съществуващи производители, и нови участници не могат да искат, съответно да им бъдат определени, регулирана цена на топлинната енергия и цени по чл. 33, ал. 1 от ЗЕ, което според дружеството противоречи на целите на ЗЕ, посочени в чл. 2, ал. 1, т. 3 и т. 6 - създаване и развитие на конкурентен и финансово стабилен енергиен пазар, и насърчаване на комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия.

На следващо място дружеството счита, че използването на големи горивни инсталации за производство на растителна земеделска продукция, вместо да продават топлинната енергия на земеделски и други производители, противоречи на целите на ЗЕ посочени в чл. 2, ал. 1, т. 4 - енергийни доставки при минимални разходи.

Дружеството счита, че направеното граматическо тълкуване на използваните в чл. 30, ал. 4 от ЗЕ изрази цели единствено да създаде квазиоснование да не бъде уважено искането на „Видахим“ АД за определяне на регулирана цена на топлинната енергия и за определяне на цени по чл. 33, ал. 1 от ЗЕ. Изразява мнение, че граматическо тълкуване се използва само когато на база общите и специалните разпоредби на нормативния акт не може да бъде изяснен смисълът на конкретна разпоредба и счита, че конкретният случай не е такъв. Нито в чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, нито в други разпоредби на закона има изискване, за да бъде изключено приложението на същата разпоредба, съответният производител преди подаване на заявление за утвърждаване на цени сам да използва произвежданата топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

Освен това, дори и при прилагане на граматическото тълкуване на разпоредбата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, не може да се стигне до изводи, като тези в Доклада, тъй като изразът „използва“ следва да се разбира занапред доколкото се касае за бъдещ регулаторен

период, а изразът „произведената“ доколкото не е адресиран до производителя, следва да се разбира, че няма значение кой ще използва произведената топлинна енергия, стига цялата или част от нея да се използва за производство на растителна земеделска продукция. Противното води до лишен от правна и икономическа логика извод големи горивни инсталации да се използват за производство на растителна земеделска продукция, вместо да продават топлинната енергия на земеделски и други производители.

Подобно тълкуване противоречи на общи и специални разпоредби на ЗЕ и на Директива 2004/8/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 11 февруари 2004 г. относно насърчаване на комбинираното производство на енергия, основаващо се на търсенето на полезна топлоенергия във вътрешния енергиен пазар и за изменение на Директива 92/42/ЕИО (Директивата), които не въвеждат като изискване за насърчаване, съответно за определяне на цени по чл. 33, ал. 1 от ЗЕ, към момента на подаване на заявлението да са налице двете предпоставки по чл. 30, ал. 4 от ЗЕ - да осъществява пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти или да използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция, съответно производителят сам да произвежда растителна земеделска продукция.

Съгласно чл. 162, ал. 1 от ЗЕ, който се намира в специалната част на закона - Глава единадесета „Насърчаване на производството на електрическа енергия по комбиниран начин“, Раздел II „Производство на електрическа енергия от топлоелектрически централи с комбиниран начин на производство“, общественят доставчик, съответно крайните снабдителите са длъжни да изкупят от производители, присъединени към съответната мрежа, цялото количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, регистрирано с месечен сертификат за произход, по преференциални цени, определени съгласни съответната наредба по чл. 36, ал. 3, като количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия се изкупуват до размера на количествата, определени с решение на КЕВР за определяне на индивидуална цена за инсталациите.

С Разпоредбата на чл. 162, ал. 1 и сл. от ЗЕ, освен че се транспонират в националното ни законодателство разпоредбите на Директивата, чрез същата се реализира и една от основаните цели на ЗЕ, разписана в чл. 2, ал. 1, т. 6, а именно: насърчаване на комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия.

Предвид изложеното и до колкото нито чл. 162 от ЗЕ, нито чл. 2, ал. 1, т. 6 от ЗЕ, въвеждат ограничения за изключване на приложението на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, в посочения в доклада смисъл: към момента на подаване на заявлението да са налице двете предпоставки - да осъществява пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти или да използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция, съответно производителят сам да произвежда растителна земеделска продукция, следва извод, че изложеното в Доклада тълкуване няма нормативно основание.

Освен изложеното, дружеството счита, че в процесния случай разпоредбата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, не е приложима, тъй като:

Приложението на общата разпоредба на чл. 33, ал. 4 от ЗЕ, се изключва от специалната на чл. 162, ал. 2 от ЗЕ, която предвижда, че произвежданата от „Видахим“ АД електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство се изкупува в количества и цени определени от КЕВР без значение за какво се използва топлинната енергия.

Специалната разпоредба на чл. 162 от ЗЕ регулира само отношенията с производителите на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство, докато чл. 33, ал. 4 от ЗЕ е в общата част и касае производители на електрическа енергия от други източници и по друг начин, поради което специалната разпоредба на чл. 162 от ЗЕ изключва и има примат над общата на чл. 33, ал. 4 от ЗЕ.



Разпоредбите на Директивата не предвиждат ограничения за насърчаването на комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия, които да са свързани с размера на приходите им, или за какво и от кой се използва топлинната енергия.

Дружеството счита, че от приложените документи към заявлението му се установява, че през 2014 г. и 2015 г. е използвало (самото то) част от произвежданата от него топлинна енергия за производство на земеделска продукция.

„Видахим“ АД счита за необходимо преразглеждането на Доклада в частта, касаеща дружеството.

**След преглед на постъпилите възражения от дружеството Комисията счита:**

Съгласно чл. 30, ал. 4 от ЗЕ Комисията не регулира цените за продажба на топлинна енергия и не определя цени по чл. 33, ал. 1 на производители, които съгласно одитираните годишни финансови отчети за някоя от предходните три календарни години имат общи годишни приходи над 5 000 000 лв. и приходите им от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия надвишават 35 на сто от общите им годишни приходи, освен ако тези производители осъществяват пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти или използват произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

Цитираната правна норма на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ не противоречи на други разпоредби на ЗЕ. Тя ограничава административното регулиране и административния контрол и не ограничава производителя да продава енергия по свободно договорени цени, което не противоречи на целите и принципите на ЗЕ. С приемането на нормата на ал. 4 на чл. 30 от ЗЕ се ограничава един от регулаторните режими върху стопанската дейност, като визираните в нормата производители могат свободно да продават произвежданите от тях електрическа и топлинна енергия, без да е необходимо цените, които прилагат да се регулират от КЕВР.

Разпоредбата на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ следва да се цитира в цялост и тя гласи: общественият доставчик, съответно крайните снабдители са длъжни да изкупят от производители, присъединени към съответната мрежа, цялото количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, регистрирано с месечен сертификат за произход, по преференциални цени, определени съгласно съответната наредба по чл. 36, ал. 3, с изключение на количеството електрическа енергия, необходимо за осигуряване експлоатационната надеждност на основните съоръжения, произведено над количеството електрическа енергия от комбинирано производство и количествата, които производителят ползва за собствени нужди и за собствено потребление по смисъла на чл. 119, ал. 1 или има сключени договори по реда на глава девета, раздел VII, или с които участва на пазара на балансираща енергия, или която е потребявана от небитови клиенти, които не са на бюджетна издръжка, и които производителят с преобладаващ топлинен товар за стопански нужди снабдява с топлинна енергия. Количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия се изкупуват до размера на количествата, определени с решение на комисията за определяне на индивидуална цена за инсталациите. В допълнение алинея втора от чл. 162 от ЗЕ определя, че производителят може да продава количествата електроенергия извън тези по ал. 1 по свободно договорени цени по реда на глава девета, раздел VII, или на балансиращия пазар.

Разпоредбата на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ съдържа в себе си изключения от изискването за задължително изкупуване на електрическата енергия, дори в случаите когато тя е произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Изключенията се отнасят за количеството електрическа енергия, необходимо за осигуряване експлоатационната надеждност на основните съоръжения, произведено над количеството електрическа енергия от комбинирано производство и количествата, които производителят ползва за собствени нужди и за собствено потребление по смисъла на чл. 119, ал. 1 или има сключени договори по реда на глава девета, раздел VII, или с които

участва на пазара на балансираща енергия, или която е потребявана от небитови клиенти, които не са на бюджетна издръжка, и които производителят с преобладаващ топлинен товар за стопански нужди снабдява с топлинна енергия.

В тази връзка „Видахим“ АД попада в групата на когенерациите, опериращи изцяло на свободния пазар.

По отношение на твърденията на „Видахим“ АД, че „приложението на общата разпоредба на чл. 33, ал. 4 от ЗЕ, се изключва от специалната на чл. 162, ал. 2 от ЗЕ, която предвижда че произвежданата от „Видахим“ АД електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство се изкупува в количества и цени, определени от КЕВР”, е необходимо да се обърне внимание на следните обстоятелства: ал. 4 на чл. 33 от ЗЕ е отменена (ДВ бр. 17 от 2015 г., в сила от 6.03.2015 г.), а чл. 162, ал. 2 от ЗЕ определя, че електрическа енергия от високоефективно производство може да се продава и на свободния пазар по реда на раздел VII „Сделки при свободно договорени цени” от глава девета от ЗЕ, което именно е относимо към „Видахим“ АД. Дружеството не попада в обхвата на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ. Освен това, разпоредбата на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ не е в противоречие с чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, защото в чл. 162, ал. 1 от ЗЕ се регламентира, че количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия се изкупуват до размера на количествата, определени с решение на Комисията за определяне на индивидуална цена за инсталациите. Следователно разпоредбата на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ се прилага само по отношение на производители, чиито цени се регулират от Комисията по реда на ЗЕ, какъвто не е настоящият случай.

Комисията не приема за основателно твърдението, че чл. 30, ал. 4 от ЗЕ „касае производители на електрическа енергия от други източници и по друг начин”. Разпоредбата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ определя, че Комисията не регулира цените за продажба на топлинна енергия и не определя цени по чл. 33, ал. 1 на производители при посочените в нормата предпоставки. Визираните в правната норма цени по чл. 33, ал. 1 от ЗЕ са преференциалните 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, които се определят от Комисията. Следователно при наличието на предпоставките на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, се изключва приложението на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ и това ясно следва от проследяването на препратките на правните норми на ЗЕ.

Неоснователни се явяват твърденията на дружеството относно граматическо тълкуване на нормата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ. Излагат се доводи за неправилност на изводите на административния орган, тъй като не е налице хипотеза за прилагане на граматическо тълкуване на текста на горесцитираната норма. Във възражението на „Видахим“ АД се твърди, че до прилагането на този метод на тълкуване следва да се стигне, когато на база общите и специални разпоредби на нормативния акт не може да бъде изяснен смисълът на конкретна разпоредба.

В хода на административното производство, образувано по заявление, подадено от „Видахим“ АД, Комисията е събрала, разгледала и обсъдила в Доклада всички факти и обстоятелства от значение за случая, като установените факти са на база представената от дружеството в КЕВР информация. Комисията е установила наличие на условията по чл. 30, ал. 4 от ЗЕ въз основа на информация, представена от „Видахим“ АД. В резултат на разглеждане на представените данни и информация се формира крайният извод за недопустимостта на административното производство по регулиране на цените на „Видахим“ АД.

Грамматическото тълкуване има за цел да изясни езиковия смисъл на правната норма. Грамматическото тълкуване предшества логическото, тъй като чрез първия вид тълкуване се изяснява езиковият смисъл на правната норма, а чрез втория вид се разкриват духа и разумът на закона. При грамматическото тълкуване се изяснява смисълът на отделните думи, използвани при формулирането на закона. Оттук следва изводът, че

тълкувайки термините се стига до правното понятие. Следващата крачка към разтълкуването на правната норма е, че терминът веднъж изяснен като езикова единица се търси връзката му с другите термини, търси се мястото на термина в разпоредбата, т.е. мястото на понятието в контекста на изречението. Безспорен е изводът, че текстът на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ държи сметка за правната логика на законодателя, че всички дейности, описани в цитирания текст обхващат едно конкретно дружество и извършваната от това дружество дейност, без да се държи сметка за това какви дейности извършва „Видахим“ АД в контекста на отношенията си с други юридически или физически лица.

Неоснователни са доводите на „Видахим“ АД, свързани с Директива 2004/8/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 11 февруари 2004 г. относно насърчаване на комбинираното производство на енергия, основаващо се на търсенето на полезна топлинна енергия във вътрешния енергиен пазар и за изменение на Директива 92/42/ЕИО. Задължителното изкупуване на електрическата енергия от високоефективно комбинирано производство по преференциални цени не е транспонирано нито от Директива 2004/8/ЕО, нито от следващата директива, която я отменя, а именно - Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 година, относно енергийната ефективност, за изменение на директиви 2009/125/ЕО и 2010/30/ЕС и за отмяна на директиви 2004/8/ЕО и 2006/32/ЕО. Цитираните директиви не уреждат задължителното изкупуване на електрическата енергия от високоефективно комбинирано производство по преференциални цени като задължителна мярка за насърчаване на комбинираното производство, съответно – не задължават държавите-членки да въведат във вътрешното си законодателство такава мярка. В съображение 39 от преамбюла на Директива 2012/27/ЕС се казва, че: „с оглед да се увеличи прозрачността за крайния клиент, за да бъде той в състояние да избира между електроенергия от комбинирано производство и електроенергия, произведена чрез други технологии, произходът на енергията от високоефективно комбинирано производство следва да бъде гарантиран на основата на хармонизирани референтни стойности на ефективността. Схемите за гарантиране на произхода сами по себе си не предполагат право на ползване на национални механизми за подпомагане“.

Разпоредбата на чл. 27, ал. 2 от Административнопроцесуалния кодекс (АПК) възлага процесуално задължение на административния орган да проверява предпоставките от фактическо и правно естество за допустимостта на искането в производството по издаването на индивидуалния административен акт. Ако не са налице предпоставките за допустимост на искането - административно производство не се образува, а ако вече е образувано подобно, същото се прекратява. В тази връзка се явяват неоснователни твърденията на „Видахим“ АД, че администрацията на Комисията въвежда като изискване, за да не бъде приложено изключението по чл. 30, ал. 4 от ЗЕ към момента на подаване на заявлението да са налице двете предпоставки - да се осъществява пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти или да използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция, съответно производителят сам да произвежда растителната земеделска продукция. Допустимостта на административното производство се проверява както към момента на подаване на съответно искане в административния орган, така и към момента на постановяване на административния акт. Задължение на административния орган да разгледа и реши съобразно закона заявено пред него искане за издаване на административен акт няма да възникне в случаите, когато сезираният орган констатира наличието на факти, които изключват, погасяват или препятстват упражняването на правомощията му. Тези факти представляват процесуални пречки и правят произнасянето недопустимо. Правните норми изискват административните актове да се основават на конкретно установени факти, като това е изискване за законосъобразност.

В Доклада са направени подробни констатации, че дружеството не използва произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция. На проведеното открито заседание и с писменото възражение „Видахим“ АД излага само

правни аргументи, които не променят установената фактическа обстановка, и не представя доказателства, които да бъдат разгледани от КЕВР.

След провеждане на открито заседание и обществено обсъждане, със Закон за допълнение на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 51 от 2017 г., в чл. 30, ал. 4 от ЗЕ след думата „използват“ се добавя „100 на сто от“.

„Видахим“ АД не използва цялата произведена топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция, което е безспорно предвид твърденията на дружеството и събраните доказателства.

В тази връзка, приложение следва да намери преходната разпоредба на § 2 от Закона за допълнение на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 51 от 2017 г., съгласно която започнатите до влизането в сила на този закон производства за регулиране на цените за продажба на топлинна енергия и за определяне на цени по чл. 33, ал. 1 се прекратяват при наличие на условията по чл. 30, ал. 4.

## **27. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД**

С писмо с вх. № Е-14-55-2 от 31.03.2017 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител следното:

1. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико – икономически показатели за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. (Приложение № 3);

2. Отчет и анализ на изпълнените планирани ремонти и инвестиционни мероприятия за дейностите производство на топлинна и електрическа енергия (Приложение № 3);

3. Отчетна информация за 2016 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване, съгласно справки от №1 до №9;

4. Отчетна информация за ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване, съгласно справки от № 1 до № 9;

5. Отчетна информация за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г за електрическа енергия, както следва: бруто; собствени нужди, нето, в т. ч. собствено потребление, продажба на потребители, продажба на ЕРД;

6. Цени на горивата за ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. представени в Приложение № 2;

7. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2015 г., 2016 г. и ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г, съгласно приложена справка (Приложение № 4);

8. Одитиран годишен финансов отчет за 2016 г., с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, вкл. доклад за дейността на дружеството;

9. Информация за ценови период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване, съгласно справки от № 1 до № 9;

10. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г за електрическа енергия, както следва: бруто; собствени нужди; нето, в т. ч. собствено потребление, продажба на потребители, продажба на ЕРД;

11. Годишна справка по чл. 4, ал. 4 от Наредба за издаване на сертификати за произход на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин за ценови период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.

12. Обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, придружени с доказателства – справки:

- Инвестиционна програма за период 2017-2018 г.– справка № 1;

- Отчет на извършените инвестиции за период 2016 г. - справка № 2;

- Разделение на ДМА за производство на топло и електроенергия и общо за двата продукта за периода 2017 г. – справка № 3;  
- Ремонтна програма за период 2017-2018 г. – справка № 4;  
- Отчет на извършените ремонтни мероприятия за – 2016 г. – справка № 5;  
- Образуване на цена на въглища за 2017-2018 г. – справка № 6;  
- движение на квотите на парникови газове за 2016 г. и за прогнозния ценови период – справка № 7.

13. Копие на анекс към договор за доставка на въглища.

14. Копие на договори за изкупуване на електрическа енергия .

15. Копия на фактури за спедиторска услуга, свързана с ЖП и автопревоз .

16. Копия на договори за доставка на топлинна енергия, предназначена за стопански /промишлени/ нужди със „Захар“ ЕАД и „Захарни заводи“ АД.

17. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване от 01.07.2017 г.:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 247,10 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 247,09 лв./MWh;

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0.01 лв./MWh;

2. Цена на топлинна енергия с водна пара – 71,37 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ, без ДДС – 443,49 лв./ $\text{knm}^3$  и цена на въглища 182,85 лв./t с калоричност 5 224 kcal/kg.

*Обосновката на технико-икономическите показатели в производството и на прогнозните ценообразуващи елементи на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е следната:*

*За новия ценови период прогнозните технико-икономически показатели и ценообразуващи елементи са изготвени в съответствие с програмата на двата завода – Завод за спирт и Завод за захар, които са основни консуматори на топлоенергия от ТЕЦ. За периода се очаква по - добро натоварване, а именно три кампании със Завод за захар за преработка на 50 000 t сурова захар заедно със Завод за спирт през м.юли, март – април и м. юни с ПГ №1 при натоварване 50-55 t/h и 9 месеца работа със Завод за спирт при натоварване на ПГ №3 от 12 t/h или реализация на 122 710 MWh<sub>t</sub> и производство на 8 827 MWh<sub>e</sub>. Предвижда се ремонт на ТЕЦ от 21.07. до 15.08.2017 г. Приложени са договори за доставка на топлинна енергия, предназначена за стопански /промишлени/ нужди със „Захар“ ЕАД и „Захарни заводи“ АД.*

*За новия ценови период „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД предвижда продажба на 5 863 MWh електрическа енергия, като – 4 353 MWh е високо ефективната комбинирана ел.енергия, която ТЕЦ ще продаде на заводите от групата на „Захарни заводи“ АД.*

#### **Условно постоянни разходи.**

*За новия ценови период предвижда увеличение на производството спрямо отчет прогноза 2016-2017 с 11% и спрямо отчетната 2016 с 38% УПР се запазват на едно ниво.*

#### **Разходи за амортизации:**

*Дружеството посочва, че разходите за амортизации са намалени в сравнение с отчета на 2016 г., поради това, че някои от активите са натрупали своята амортизация.*

*Отчитането на дълготрайните активи и амортизацията в дружеството е съгласно МСС 16 и приетата счетоводна политика. Имотите, машините, съоръженията и оборудването се оценяват първоначално по себестойност, включваща цената на придобиване, както и всички преки разходи за привеждането на актива в работно състояние.*

*Последващите разходи, които възникват във връзка с ДМА след първоначалното признаване, се признават в Отчета за всеобхватните доходи в периода на тяхното възникване освен, ако има вероятност те да спомогнат на актива да генерира повече от първоначално предвидените бъдещи икономически изгоди и когато тези разходи могат*

надеждно да бъдат оценени и отнесени към актива. В тези случаи разходите се добавят към себестойността на актива. Амортизацията на дълготрайните материални активи се начислява като се използва линейният метод върху оценения полезен живот на отделните групи активи.

Амортизацията започва да се начислява от месеца, следващ месеца, в който е въведен актива.

Избраният праг на същественост за дълготрайните нематериални активи е в размер на 500 лв.

През периода 2017 г. - 2018 г. дружеството предвижда да направи инвестиции за 190 хил. лв. Приложена е справка 1 -инвестиционна програма на дружеството и справка № 2 - отчет на извършените инвестиции през 2016 г.

На база инвентарната книга на ТЕЦ Горна Оряховица ЕАД е направено разделянето на ДМА участващи при производството на топло и електро енергия. ДМА участващи при комбинираното производство на топло и ел. енергия се приемат като „общии“ за производството, например без парогенераторите и съоръжения към тях не може да се произвежда електрическа енергия, офис оборудване и др. също влизат като общи за комбинираното производство. ДМА участващи само за производство на електрическа енергия са генераторите и прилежащите към тях съоръжения, а ДМА участващи за производството само на топлоенергия са РОУ и БРОУ, бойлерна станция. При „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД няма инсталации за разделно производство на топлоенергия и инсталации за пренос. Консуматорите на топлоенергия са свързани с паропроводи на колектор б ата, захранващ се с отработена пара след турбината. Приложена е справка 3, където ДМА са разделени съответно за производство на топло- и електроенергия и общо за двата продукта за периода 2017 г. -2018 г.

#### **Разходи за ремонт:**

В ремонтната програма на ТЕЦ са залегнали мероприятия, които са неотложни с цел обезпечаване на безаварийната и надеждна работа на съоръженията. Планирани са ремонти по ПГ №1, ПГ №3, в химичен цех, турбинен цех и цех „Въгледодаване“. Приложена е справка 4 – ремонтна програма. Ремонтните дейности са прогнозирани с оглед работните часове на съоръженията и поддръжката на тяхната експлоатационна годност и осигуряване на безопасна работа на персонала. Предвидени са и някои строителни ремонти по сградния фонд на централата, стаи и битови помещения с цел подобряване условията на труд и запазване на сградите. В справка 5 се съдържа отчетът за извършените ремонтни мероприятия за 2016 г.

#### **Разходи за заплати и възнаграждения:**

За новия ценови период, се предвижда увеличаване на разходите за заплати на база отчет за 2016 г. Поради повишаването на минималната работна заплата с 10% през

2017 г. и изравняването ѝ с някои основни работни заплати се налага промяна на същите и актуализация на другите. Дружеството посочва, че при определянето им е взето в предвид по – голямата производствена програма. Повишаването на заплатите е свързано и с поставена цел от ръководството за доближаване към средната работна заплата в сектор „Енергетика“ и за поддържане нормален стандарт на живот за региона на работещите в дружеството. Запазва се средносписъчния брой на персонала на 95 човека.

Разходите за осигуровки са на база действащите осигурителни прагове и са преценени спрямо разходите за работна заплата.

#### **Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ:**

Разходите за 2017 г. и 2018 г., включени в тази част на УПР, се запазват на нива от 2016 г. Определени са на база оценка и анализ на отчет за 2016 г. Всички разходи се запазват на едно ниво с отчетната година, с изключение на **Горива за автотранспорт**, които са завишени, поради по – големия обем на производство и тенденциите за повишаване цената на горивата;

**Обосновка на променливи разходи:** тези разходи следват производствената програма и ефективността на производството.

Цената на въглищата за 2017 г. е образувана на база наличните въглища на склад, към 01.03.2017 г. и дължимите доставки на въглища по анекс от 09.03.2017 г. към договор за доставка на въглища от 31.08.2009 г. Приложена е справка № 6. В цената по договора – 104,50 USD/t влизат и разходите за транспорта по река Дунав и Черноморския басейн, разходите за товаро – разтоварни дейности на пристанищата в гр. Русе, гр. Свищов, гр. Бургас и др. Освен тях „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД посочва, че има допълнително разходи за ЖП и автотранспорт от съответното пристанище до гр. Горна Оряховица (от 19,56 лв./t), за което е приложена фактура. Към общата цена на въглищата в справка 6 са прибавени и разходите за ЖП маневра от гара Горна Оряховица до разтоварището в ТЕЦ, която е 2,15 лв./t.

Цената на природния газ е определена съгласно цените на газовото дружество „Овергаз Мрежи“ АД за количество до 200 kNm<sup>3</sup> с равномерно потребление.

Разходите за закупуване на вода, консумативи (хим. реагенти за омекотяване на речната вода) са прогнозирани на база производството на топло и електроенергия, и на база промени в цените за закупуването им. Разходите за закупуване на вода са по малки поради изграждане на водооборотен цикъл.

Обосновка на СНел.ен. на централата в справка № 4 и разходите за закупуване на електрическа енергия в справка № 1 от ценовия модел.

СНел.ен. на централата за прогнозния период са изготвени на база анализ на отчета за 2016 г. и прогнозата за производството на топло- и електроенергия съгласно наличните производствени мощности и съгласно подхода на Комисията от предходните регулаторни периоди.

Разходите за закупена електрическа енергия са намалени в сравнение с отчетната 2016 г. – прогнозираното по-голямо производство обуславя и по малко купена ел. енергия.

- Изграждането на водооборотен цикъл налага допълнително закупуване на ел.енергия за захранване на помпи оборотна вода.

- Когато ТЕЦ работи на нисък товар – 12 т/ч ТГ №1 произвежда много малко електроенергия и се налага закупуването на такава за покриване на СН ел.ен.;

- Режимите на работа на заводите консуматори определят по-чести спирания и пускания на котлите и през тези периоди се налага закупуване на ел. енергия;

- При режими на работа със Завод за спирт и ПГ № 3 поради технологични причини (намаляване на общия товар) се налага спиране на ТГ № 1, поради което се закупува ел. енергия.

Поради тази причина дружеството предвижда за 2017 г. и 2018 г. закупуване на 1 540 MWh ел. енергия;

Разходите за външни услуги са отчетени като по – малко от отчет 2016 г – това се дължи на оптимизиране и прецизиране на някои разходи.

Разходите за акциз на въглищата спрямо отчета са по – вече поради по – голямото количество въглища, което е планирано през новия ценови период и заплащането отново на акциз съгласно ново удостоверение за УОАКП. Изчислен е като 30% от общото гориво вложено за производство на топлоенергия. Акцизът на природния газ е изчислен на база действащото законодателство и се определя в справки № 1 до № 9 за периода 2017 г. – 2018 г., съгласно Указания-НВ.

**Разходи за емисии парникови газове през ценови период 01.07.2017 г.- 30.06.2018 г.:**

През 2016 г. в резултат на производствения процес „ТЕЦ Г. Оряховица“ ЕАД гр. Г. Оряховица е емитирал 44637,7 t емисии въглероден диоксид. Дружеството разполага с безплатни квоти от 19 500 t. Закупени са необходимото количество емисии при средна цена 5,23 евро/t. Общата сума за 2016 г. за покупката на емисии възлиза на 269 хил. лв.

За ценовия период 2017г. - 2018 г. е предвидено да бъдат изгорени 28 364 t въглища

и 80,000  $\text{km}^3$  природен газ. Тези горива ще емитират общо 59442,00 t емисии от въглероден диоксид. За периода безплатно разпределените квоти за „ТЕЦ Г.Оряховица“ ЕАД са 18 794,58 t. За закупуване 40 647,42 t. Според последната прогноза от края на м. февруари на група анализатори, средната пазарна цена за 2017 г. ще бъде около 6 евро/t. Поради тази причина за необходимите количества недостигащи квоти е заложена сума за закупуване от 243 884,52 евро или 476 996,66 лв.

Във връзка с гореизложеното, изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 247,10 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 247,09 лв./MWh

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

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител пара (без ДДС) – 71,37 лв./MWh

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

3.1. Необходими годишни приходи – 10 206 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 9 603 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 290 хил. лв. и променливи – 6 313 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 8 172 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 6,65%

3.2. Електрическа енергия бруто – 8 827 MWh, в т. ч.:

- от високоефективно комбинирано производство – 1 510 MWh

- за собствено потребление – 4 353 MWh

3.3. Топлинна енергия с топлоносител пара – 122 710 MWh

Цена на природен газ на „Овергаз мрежи“ АД – 453,88 лв./ $\text{km}^3$ .

Цена на въглища – 182,85 лв./t при калоричност 5 224 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-55-2 от 27.04.2017 г. от дружеството е изискано да представи допълнително: обосновка на необходимостта от завишаване на разходите за ремонт в производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия, като се посочат ремонтните разходи и разходите, които имат инвестиционен характер; копие на всички действащи договори за доставка на въглища, включително и анексите към тях, за периода 2017 г. – 2018 г. и подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

Изисканата информация е представена с писмо с вх. № Е-14-55-2 от 05.05.2017 г.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

За ценовия период дружеството отчита с 5,98% по-ниски количества реализирана електрическа енергия и с 11,28% намаление на топлинната енергия с топлоносител водна пара спрямо новия ценови период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 4,94% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 257,83%. Дружеството предвижда увеличение на прогнозните разходи за инвестиции през новия регулаторен период с 27,52%.

#### **Образуване на цените**

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизация са коригирани от 1 086 хил. лв. на 195 хил. лв. или с 891 хил. лв., в съответствие с балансовата стойност на активите към 31.12.2016 г. и съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 297 хил. лв. на 275 хил. лв. или с 22 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2016 г. в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 1 116 хил. лв. на 1 018 хил. лв. или с 98 хил. лв., до отчетната стойност през 2016 г. и съгласно т. 1 от общия подход;



- разходите за закупена енергия са коригирани от 220 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 220 хил. лв., като неприсъщ разход за производство на електрическа енергия с непрекъснат режим на работа и съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) са намалени от 477 хил. лв. на 262 хил. лв., или с 215 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 25 670 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t съгласно т. 13 от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 4 „ТИП в производството” собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени от 2 964 MWh (33,58%) на 1 664 MWh (18,85%), с отчитане на собственото потребление и увеличеното годишно производство на инсталацията през новия ценови период и съгласно т. 4 от общия подход.

След проведеното открито заседание на 06.06.2017 г. с писмо с вх. № Е-14-55-4 от 06.06.2017 г. дружеството е представило възраженията си по Доклада, както следва:

Дружеството заявява, че е запознато с Доклада, като се цитира общия подход от стр. 9 за нанесените корекции в съответствие с „Указания-НВ.

Дружеството заявява, че няма нови добавени разходни позиции в заявлението за цени, като прогнозните натурални количества топлинна и електрическа енергия са по-големи от прогнозните количества, утвърдени от предходния регулаторен период. Общата ефективност се запазва на ниво утвърдената в предходния регулаторен период и е съизмерима с отчетената за 2016 г. Посочва се, че в заявлението за цени е представена обосновка за всички ценообразуващи елементи, съгласно Указания-НВ.

Дружеството възразява срещу корекцията на следните ценообразуващи елементи:

1. Разходите за амортизации са коригирани от 1 086 хил. лв. на 195 хил. лв. Посочва се, че при една и съща методика за отчитане на амортизационните отчисления на дълготрайните материални активи и съизмерими амортизации на дружеството през последните регулаторни периоди признатите разходи за амортизации са: за 2014 г. – 1 192 хил. лв., за 2015 г. – 843 хил. лв. и 2016 г. – 516 хил. лв. Дружеството поставя следния въпрос: Какви биха били периодите за отчитане на амортизационните отчисления при признати 195 хил. лв. за новия ценови период, при балансова стойност на активите 8 377 към 31.12.2016 г.

2. Разходите за ремонт са коригирани от 297 хил. лв. на 275 хил. лв. или с 22 хил. лв., до нивото на отчетните за 2016 г. Посочва се, че е представена подробна обосновка за всеки един разход, който дружеството предвижда, имайки предвид, че парогенератор № 1 и № 3 са в експлоатация над 50 години.

В ремонтната програма на ТЕЦ са залегнали мероприятия, които са неотложни с цел обезпечаване на безаварийната и надеждна работа на съоръженията. Планирани са ремонти по ПГ № 1, ПГ № 3, в химичен цех, турбинен цех и въглеподаване. Ремонтните дейности са прогнозирани с оглед работните часове на съоръженията и поддръжката на тяхната експлоатационна годност и осигуряване на безопасна работа на персонала. Предвидени са и някои строителни ремонти по сградния фонд на централата, стаи и битови помещения с цел подобряване условията на труд и запазване на сградите.

3. Разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 1 116 хил. лв. на 1 018 хил. лв. – намалени с 98 хил. лв. Дружеството посочва, че в т. 1.3. от общия подход е записано, че се допускат увеличения в рамките до 10% при мотивирана обосновка. Средствата за работна заплата са коригирани на ниво отчетни за 2016 г., т.е. не е признато увеличение на работната заплата, въпреки обективните причини, посочени в заявлението:

- увеличение на минималната работна заплата с 10% от 01.01.2017 г.;
- актуализация на останалите работни заплати спрямо увеличението на минималната работна заплата;
- увеличение на броя работни дни, поради увеличената производствена програма

при запазване на средносписъчния брой на персонала;

- средната работна заплата в отчетната 2016 г. е 893 лв., далеч под средната за отрасъл „Енергетика“ 1 664 лв., което затруднява намирането на квалифициран персонал.

4. Разходите за закупена ел. енергия са коригирани от 220 хил. лв. на 0 лв. – Дружеството посочва, че централа с идентично оборудване има коригирани разходи за купена електрическа енергия от 670 хил. лв. на 500 хил. лв., които не са премахнати, като дружеството подробно е посочило причините поради, които се налага закупуване на електрическа енергия.

5. Разходите за емисии на парникови газове са намалени от 477 хил. лв. на 262 хил. лв. или с 215 хил. лв. – посочва се, че при разходите за емисии на парникови газове не е отчетена увеличената консумация на въглища вследствие увеличената производствена програма (реализация на 88 810 MWh, т.е. за 2016 г. – съответно изразходвани 21 228 t, а за новия ценови период 122 710 MWh, съответно 28 364 t въглища).

6. Разходи за закупуване на въглища - при определяне цената на въглищата съгласно общия подход, дружеството счита, че работната група не е взела под внимание разходите за доставка на въглища от пристанището до площадката на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, за което са представени необходимите документи.

7. При определяне на ценообразуващите елементи дружеството е представило в справки от № 1 до № 9 условно-постоянни разходи в размер на 3 271 хил. лв. за отчетната 2016 г., а за новия ценови период са заявени 3 290 хил. лв., което представлява под 1% увеличение. За новия ценови период тези разходи са коригирани на 2 278 хил. лв., което представлява намаление от 30% спрямо отчета за 2016 г.

8. Дружеството смята, че е допусната техническа грешка при определянето за високоефективна и невисокоефективна енергия. Посочената невисокоефективна енергия от комбинирано производство е също високоефективна енергия, но е за задоволяване на собственото потребление и небитови клиенти с преобладаващ топлинен товар за стопански нужди, съгласно чл. 162, ал. 1 от ЗЕ.

В заключение, дружеството настоява Комисията да вземе под внимание възражението преди окончателното решение за утвърждаване на цените.

**След преглед на постъпилите възражения от дружеството Комисията счита:**

1. Възражението на дружеството относно направената корекция на общите разходи за амортизации от 1 086 хил. лв. на 195 хил. лв. не се приема. За регулаторни цели Комисията може да ограничи нивото на определен разход, в случай на режим на производство, който е в зависимост от временните потребности от топлинна енергия на консуматорите. При количества енергия, които са многократно по-ниски от тези при номинален и непрекъснат режим на производство, за регулаторни цели разходите за амортизация могат да не се редуцират с оглед защита на потребителите.

2. Възражението на дружеството относно направената корекция на разходите за ремонт от 297 хил. лв. на 275 хил. лв. или с 22 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2016 г. не се приемат. Изложените от страна на заявителя аргументи са общи и не доказват по безспорен начин необходимостта от завишаване на разхода.

3. Възражението на дружеството относно направената корекция на разходите за заплати и възнаграждения от 1 116 хил. лв. на 1 018 хил. лв. или с 98 хил. лв., до отчетната стойност през 2016 г. не се приемат. При прекъснат режим на производство условията, описани в общия подход се прилагат в зависимост от отклоненията на съответното дружество от общите норми за унифициране.

4. Възражението на дружеството относно направената корекция на разходите за закупена енергия от 220 хил. лв. не се приема. Този разход е неприсъщ за производство на електрическа енергия с непрекъснат режим на работа и натоварва допълнително клиентите на електрическа енергия и съгласно т. 1 от общия подход.

5. Възражението на дружеството относно направеното намаление на разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) от 477 хил. лв. на 262 хил. лв. или с 215 хил. лв. като реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 25 670 t се умножат

по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t не се приема.

С цел недопускане в прогнозните разходи значителни суми за закупуване на квоти, при прогнозни цени на същите, Комисията счита за коректен подход реално закупените количества от дружеството през 2016 г. в размер на 25 670 t да се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2016 г. от 5,22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

6. Възражението, че работната група не е взела под внимание разходите за доставка на въглища от пристанището до площадката на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД не се приема. При определена базисна цена на вносните въглища 88 \$/t при 6 000 kcal/kg, при калоричност 5 224 kcal/kg базисната цена на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е 76,61 \$/t или 134 лв./t. При определена крайна цена от 179,56 лв./t, за транспортни разходи остават 45,56 лв./t.

7. Комисията не е променяла количеството високоефективна електрическа енергия, заявено за изкупуване от обществения доставчик.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 151,01 лв./MWh, в т. ч.:
    - индивидуални разходи за единица енергия – 151,00 лв./MWh
    - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh
  2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 69,24 лв./MWh
  3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
    - Необходими годишни приходи – 9 578 хил. лв., в т. ч.:
      - Разходи – 8 949 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 169 хил. лв. и променливи – 5 780 хил. лв.
      - Регулаторна база на активите – 8 090 хил. лв.
      - Норма на възвръщаемост – 7,77%
    - Електрическа енергия – 7 163 MWh, в т. ч.:
      - от високоефективно комбинирано производство – 1 510 MWh
      - от нискокоефективно комбинирано производство – 5 653 MWh
    - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 122 710 MWh
- Цена на въглицата - 179,56 лв./t при калоричност – 5 224 kcal/kg

## **28. „Декотекс“ АД**

С писмо с вх. № Е-14-61-1 от 27.03.2017 г. в Комисията от дружеството е постъпило заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия и цена на топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“ и „водна пара“. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител следните документи:

1. Информация за 12-месечен отчетен период (базисна година справки от № 1 до № 9);
2. Заверен годишен финансов отчет с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти;
3. Доклад за дейността на „Декотекс“ АД;
4. Доклад на независимия одитор;
5. Договор № Ц-90 от 15.02.2010 г. за изкупуване на електрическа енергия от независим производител, сключен с „ЕВН България Електроснабдяване“ АД и Приложения № 1 и № 2;
6. Електронни таблици и приложения към тях № 2, № 3, и № 4;
7. Заявление за утвърждаване на цени на електрическата енергия;
8. Описание на местонахождението на централата;

9. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението;
10. Пълномощно от изпълнителния директор.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени, считано от 01.07.2017 г. без ДДС:

- Преференциална цена на електрическа енергия – 150,74 лв./MWh, с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh;
- Цена на топлинна енергия с гореща вода – 121,84 лв./MWh;
- Цена на топлинна енергия с водна пара – 121,84 лв./MWh.

Дружеството не е представило писмена обосновка на така предложените за утвърждаване цени от Комисията.

Предложените от дружеството за утвърждаване от Комисията цени на електрическа и топлинна енергия са изчислени с цена на природен газ – 376,06 лв./knm<sup>3</sup>, без ДДС.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 14,63% по-високи, а за топлинна енергия - общо пара и гореща вода са съответно с 8,23% по- високи от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР със 148,90% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 26,11%, последвани от разходите за амортизации с 14,92% и разходите за заплати и възнаграждения с 5,38%. Дружеството предвижда увеличение на разходите за инвестиции през новия регулаторен период с 66,67%.

#### **Образуване на цените**

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за амортизация са коригирани от 285 хил. лв. на 173 хил. лв. или със 112 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА”и съответната амортизационна норма, съгласно т. 1.1 от общия подход;
- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 380 хил. лв. на 66 хил. лв. или с 314 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2016 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;
- разходите за абонаментно поддържане са коригирани от 140 хил. лв. на 35 хил. лв. или със 105 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2016 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 4 „ТИП в производството” са направени следните корекции:

- разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 98 knm<sup>3</sup> на стойност 43 хил. лв., до изравняване на общата енергийна ефективност с отчетената стойност през 2016 г. в съответствие с т. 5 от общия подход;
- собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени от 1 410 MWh (10,97%) на 710 MWh (5,53%), съгласно т. 4 от общия подход.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Декотекс” АД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 138,15 лв./MWh, в т. ч.:
  - индивидуални разходи за единица енергия – 138,14 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) – 69,69 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 75,89 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 2 724 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 505 хил. лв., от които условно-постоянни – 823 хил. лв. и променливи – 1 682 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 821 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 12 140 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 8 025 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 429 MWh

#### **29. „Зебра” АД**

С писмо вх. № Е-14-57-5 от 31.03.2017 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител следното:

1. Одитиран годишен финансов отчет на „Зебра“ АД за 2016 г.;
2. Пояснителни /придружителни/ бележки към финансов отчет за 2016 г.;
3. Годишен доклад за дейността на „Зебра“ АД през 2016 г.;
4. Отчетна информация за 2016 г. и прогнозна за новия ценови период от 01.07.2017 г., разработена съгласно справки от № 1 до № 9;

5. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 134,87 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 102,76 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 102,76 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 332,86 лв./kNm<sup>3</sup> и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ 1,00 лв./MWh.

Дружеството не е представило обяснителна записка.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

За отчетния ценови период и за 2016 г. дружеството не е извършвало комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период, дружеството не е представило коректно попълнено Приложение № 3 с отчетна информация за ценовия период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.) на отделните елементи на УПР, поради което не може да се направи анализ на изменението на отчетените УПР спрямо прогнозните им стойности.

#### **Образуване на цените**

1. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала” НВ на привлечения капитал е коригирана от 7,9% на 4,55% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ- пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2016 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

3. В справка № 4 „ТИП в производството” са направени следните корекции:

- собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени от 1 982 MWh (31,58%) на 632 MWh, съгласно т. 4 от общия подход.

**След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Зебра” АД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 123,58 лв./MWh, в т. ч.:
  - индивидуални разходи за единица енергия – 123,57 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) – 71,41 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 71,15 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 1 335 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 1 124 хил. лв., от които условно-постоянни – 338 хил. лв. и променливи – 786 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 2 823 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 7,48%
  - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 644 MWh
  - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 5 240 MWh
  - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 700 MWh

### **30. „Белла България” АД**

С писмо с вх. № Е-14-77-2 от 04.04.2017 г. в КЕВР, от дружеството е постъпило заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител следните документи:

1. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. /Приложение № 3/;
2. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонти за дейността „производство на топлинна и електрическа енергия“ /Приложение № 3/;
3. Отчетна информация за 2016 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9;
4. Отчетна информация за ценовия период 01.07.2016 – 30.06.2017 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9;
5. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2015 г., 2016 г., и ценовия период 01.07.2016 – 30.06.2017 г, съгласно Приложение № 4.
6. Отчетна информация за цените на горивата по Приложение № 2;
7. Отчетна информация за 2016 г. и ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. за произведената и реализирана електрическа енергия;
8. Допълнителни справки относно прилагането на ЕССО за целите на регулирането;
9. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., разработена във форма и съдържание, съгласно метода „Норма на възвръщаемост на капитала“ / справки от № 1 до № 9 /;
10. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2017 г – 30.06.2018 г за произведената и реализирана електрическа енергия;
11. Писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи;
12. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението;
13. Договор № 425-2013 за доставка на природен газ, сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, на 30.09.2015 г.;
14. Договор № Ц-57/02.02.2009 г. за изкупуване на електрическа енергия от независим производител, сключен с „ЕВН България Електроснабдяване“ АД;
15. Договор № СН-ubl 004/2010 г., сключен с „Чайм“ ООД за извънгаранционно сервизно обслужване и техническа поддръжка на системата за КПЕТЕ с използване на

природен газ, и два анекса към него;

16. Договор от 01.01.2013 г. със „Сторм С“ АД за профилактична поддръжка на системата за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, включително и анекс към договора от 01.01.2013 г.;

17. Договор за абонаментно поддържане № 21/2011, сключен с „Нев-Сервиз-91-Недялков, Тронков, Михов“ СД и Анекс към договора от 22.12.2015 г.;

18. Заверени копия на договори за финансов лизинг на движимо имущество и кредит и актуалните анекси към тях, съгласно Приложение № 4;

19. Оферта № 01E701699/28.02.2017 г. от фирма „Елтрак България“ ЕООД за подмяна на дросел клапа на двигател и оферта № 01E701697/28.02.2017 г. за подмяна на цилиндрови глави на двигател.

Дружеството посочва, че годишния финансов отчет за 2016 г. с всички пояснителни приложения към него, е в процес на одитиране и към датата на подаване на заявлението не е приключен. След изготвянето на одита същият ще бъде изпратен в КЕВР.

Дружеството предлага за утвърждаване преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 162,79 лв./MWh, без ДДС, и включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh, при цена на природния газ – 299,94 лв./knm<sup>3</sup>.

**„Белла България“ АД представя обосновка за прогнозните ценообразуващи елементи към заявлението за утвърждаване на цена на електрическа енергия, както следва:**

*На площадката на дружеството е изградена система за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Комбинираното производство се осъществява чрез ко-генератор тип „Quanto C 1000 SPE“. Произведената от инсталацията топлинна енергия е предназначена за собствено потребление, а приблизително 95% от комбинираната електрическа енергия се изкупува от „ЕВН България Електроснабдяване“ АД.*

*Във връзка с новия ценови регулаторен период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. дружеството предвижда, както увеличение в производството на електрическа и топлинна енергия, така и в необходимите годишни приходи за регулираната дейност.*

*През следващия ценови период се прогнозира производството на електрическа енергия да достигне 7 529 MWh, което е със 119 MWh повече спрямо отчетния ценови период от 01.07.2016 г. до 30.06.2017 г. или с 1,61% увеличение, а прогнозираното производство на топлинната енергия се равнява на 8 402 MWh, което е със 166 MWh повече от отчетния ценови период или 2,02%. Увеличението се дължи на заложените по-голям брой работни часове на съоръжението, поради възникнали аварии и непредвидени прекъсвания на работата на инсталацията през отчетния период.*

*Дружеството предвижда увеличение на количеството реализирана електрическа енергия, в т. ч. продадена на краен снабдител с 1,27% или 90 MWh.*

*Прогнозираните условно-постоянни разходи за дейността през новия ценови период се предвижда да се увеличат с 1,0% спрямо отчетния ценови период. Увеличението на тези разходи се дължи основно на разходите за амортизации, ремонт и материали за текуща поддръжка, които са обвързани с планираните ремонтни и профилактични дейности. Посочва се, че към настоящия момент работните часове на инсталацията са 58 340 часа, като през следващия ценови период предстои да се направи основен ремонт на съоръжението, който се извършва на 16 000 и 24 000 работни часа. При отработени 16 000 часа се планира да бъде извършена смяна на цилиндрови глави на двигател при прогнозна стойност 190 000 лв., а при 24 000 h смяна на турбокомпресори при прогнозна стойност 31 372,18 лв., въз основа на Анекс № 2/28.03.2012 г. към договор № СН-ubl 004/2010 г.*

*През новия ценови период се предвижда и увеличение на променливите разходи спрямо отчетния, което се дължи основно на прогнозирания ръст в производството на топлинна и електрическа енергия.*

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано**

**следното:**

За ценовия период дружеството отчита с 1,61% по-ниски количества на произведената електрическа и по-ниски с 2,02% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 1,27% по-ниски, а за топлинна енергия - общо пара и гореща вода, са съответно с 2,02% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 1,00% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), вследствие на увеличените разходи за амортизации с 3,03% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 1,92%. Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през новия регулаторен период.

#### **Образуване на цената**

1. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 4 „ТИП в производството” разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран със 110 kNm<sup>3</sup>, на стойност 42 хил. лв., до изравняване на общата енергийна ефективност с нормативно установената, съгласно паспортните характеристики., в съответствие с т. 5 от общия подход.

**След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Белла България” АД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 140,64 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 140,63 лв./MWh

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

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

■ Необходими годишни приходи – 1 791 хил. лв., в т. ч.:

○ Разходи – 1 734 хил. лв., от които условно-постоянни – 807 хил. лв. и променливи – 927 хил. лв.

○ Регулаторна база на активите – 869 хил. лв.

○ Норма на възвръщаемост – 6,60%

■ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 182 MWh

#### **31. „Димитър Маджаров - 2” ЕООД**

С писмо с вх. № Е-14-63-4 от 31.03.2017 г. в Комисията от дружеството е постъпило заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител следните документи:

1. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 - 30.06.2017 г. /Приложение № 3/;

2. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия. /Приложение № 3/;

3. Отчетна информация за ценовия период 01.07.2016 - 30.06.2017 г. по справки от № 1 до № 9;

4. Цени на природния газ за 2016 г. и периода 01.07.2016 - 30.06.2017 г. /Приложение № 2/;

5. Отчетна информация за продадени количества електрическа енергия и приходите от продажба за 2015 г., 2016 г. и ценовия период 01.07.2016 - 30.06.2017 г. /Приложение № 4/;

6. Справка на прогнозните количества електрическа енергия, произведена от ТЕЦ „Димитър Маджаров“ за новия ценови период 01.07.2017 - 30.06.2018 г.;

7. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.



В придружително писмо е посочено, че годишният финансов отчет на дружеството към 30.03.2017 г. няма одиторска заверка, като същата следва да бъде извършена до 30 юни

2017 г., съгласно Закона за счетоводството. Дружеството не е приложило Договор за изкупуване на произведена електрическа енергия с „ЕВН България Електроснабдяване“ АД, въпреки че в придружителното писмо е посочено, че такъв е приложен. Към заявлението за утвърждаване на цена на електрическа енергия не е приложена писмена обосновка на така предложената за утвърждаване цена, както и обосновка за промяна на ДМА и амортизации, вследствие на въвеждане на нови енергийни мощности, въпреки че същата е описана в приложените документи към заявлението. Дружеството заявява, че предложението за цена на електрическа енергия е оповестено в средствата за масова информация и на сайта на дружеството, но не са приложени доказателства за това. „Димитър Маджаров-2“ ЕООД не е представило прогнозна информация за новия ценови период 01.07.2017 до 30.06.2018 г., съгласно справки от № 1 до № 9.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2017 г., преференциална цена на електрическа енергия – 166,86 лв./MWh, без ДДС, с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 1,00 лв./MWh.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

За ценовия период дружеството отчита с 0,88% по-високи количества на произведената електрическа и по-високи с 19,53% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 9,26% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), основно от намалените разходи за ремонт с 37,04%, последвани от намалените разходи за заплати и възнаграждения с 8,94% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ със 6,12%. Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през новия регулаторен период.

#### **Образуване на цената**

В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

**След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Димитър Маджаров - 2“ ЕООД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 136,27 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 136,26 лв./MWh

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

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 052 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 925 хил. лв., от които условно-постоянни – 378 хил. лв. и променливи – 547 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 1 773 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,18%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 614 MWh

#### **32. „Овердрайв“ АД**

С писмо вх. № Е-14-69-2 от 03.04.2017 г. дружеството е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител следното:

1. Обяснителна записка;

2. Прогнозна информация за новия ценови период с приложени справки от № 1 до

№ 9;

3. Отчетна информация за 2016 г. и за периода от 01.07.2016 г. -30.06.2017 г. с приложени Справки от № 1 до № 9;

4. Приложения № 2, № 3, № 4;

5. Договори за доставка на природен газ и продажба на електрическа енергия;

6. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- цена на комбинирана електрическа енергия – 303,06 лв./MWh;

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

- преференциална цена на електрическата енергия – 303,07 лв./MWh.

Предложената за утвърждаване цена на електрическа енергия е изчислени с цена на природен газ – 510,00 лв./knm<sup>3</sup>.

Дружеството е представило следната обосновка:

**1. Описание на когенерационната инсталация** – инсталацията за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е изградена на базата на два газови когенератора, тип „CENTO T120 SPE“ на фирмата TEDOM – Чехия, с инсталирана електрическа мощност  $N_{el} = 2 \times 125 \text{ kW}$  и топлинна мощност  $2 \times 165 \text{ kW}$ .

Когенерационната инсталация, топлинният акумулатор и връзката с отоплителната и охлаждаща инсталацията на фирмата е въведена в експлоатация на 20.11.2008 г.

Топлинната мощност се ползва за производство на гореща вода и за абсорбционния чилър –Кериър – 180 kW, който произвежда студ за климатичната инсталация.

Топлинната мощност се реализира чрез утилизация на топлината на изходящите газове, смазочната система и системата за хранене с гориво.

Инсталацията работи 8 760 h годишно, като осигурява на присъединените към нея консуматори, топлинна енергия под формата на гореща вода при температурен режим

70 - 50 °С. Инсталацията има съответната газосигнализационна и защитна система.

#### **1. Произведени количества електрическа енергия:**

През новия регулаторен период когенерационната инсталация се предвижда да произведе:

2.1 Произв. бруто електрическа енергия 1200 MWh

2.2 Топлинна енергия 1350 MWh

Тази производствена програма, покрива нуждите на сградата на „Овердрайв“ АД. Излишната електрическа енергия дружеството посочва, че ще бъде продадена на „ЧЕЗ Електро България“ АД.

#### **2. Инвестиционна и ремонтна програма:**

През 2017 г. „Овердрайв“ АД предвижда доизграждане на вече започнатата през 2016 г. SCADA система за дистанционно предаване на данни до ЕРД, по наредба от МЕ.

През настоящата година, „Овердрайв“ АД предвижда извършването на належащ ремонт на двата двигателя. При последните текущи обслужвания и прегледи от фирмата поддържаща когенераторите – „Чайм“ ООД, е била установена нуждата от ремонт или подмяна на цилиндровите глави и турбините и на двата двигателя.

Предвидена е подмяната на повечето от изходящите тръби на когенераторите, поради наличието на корозия и течове в начален стадий от някои от тръбите.

#### **3. Условно – постоянни разходи:**

Дълготрайните материални активи, с първоначална стойност 507 хил. лв., към 01.01.2017 г. са амортизирани до 300 хил. лв., и през 2017 г. ще бъдат амортизирани с още 49 хил. лв.

Дружеството посочва, че на пръв поглед мощността на когенераторите е завишена, защото през отоплителния сезон работи само един когенератор и той е

достатъчен да покрива нуждите за отопление на климатичната инсталация. Отопителната мощност е оразмерена по летния топлинен товар на сградата на „Овердрайв” АД. Този летен товар се обезпечавя от абсорбционния чилър, чиято мощност е 180 kW. Това количество студ може да се получи от 300 kW топлинна енергия / 90/70 °C /. По тази причина са инсталирани два когенератора с обща топлинна мощност 330 kW.

Поради ниската преференциална цена на електрическата енергия и много високата цена на топлинната енергия за собствена консумация „Овердрайв” АД принудително ограничава мощността на системата, за сметка на комфорта на обитаване на сградата през горещите летни дни.

Разходите за труд, ремонти и др. са ограничени до възможния минимум.

#### **4. Променливи разходи**

Посочено е, че 95% от променливите разходи се изразходват за гориво, включително за акциз. Цената на горивото – природен газ, е утвърдената от КЕВР на дистрибутора „Овергаз Мрежи” АД.

5. **Възвръщаемост на капитала** - Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е определена на 4%.

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 68,22% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 8,87% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 2,50% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), в резултат на увеличените разходи за амортизации с 2,04%, последвани от разходите за ремонт с 2,56% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, които нарастват с 3,03%. Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през новия регулаторен период.

#### **Образуване на цената**

1. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 4 „ТИП в производството” собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени от 300 MWh (25%) на 200 MWh с отчитане на собственото потребление и съгласно т. 4 от общия подход.

**След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Овердрайв” АД са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 294,25 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 294,24 лв./MWh

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

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 475 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 447 хил. лв., от които условно-постоянни – 246 хил. лв. и променливи – 201 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 350 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 000 MWh

#### **33. „МБАЛ – Търговище” АД**

С писмо с вх. № Е-14-65-4 от 31.03.2017 г. в Комисията от дружеството е

постъпило заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител следните документи:

1. Отчетна информация за 2016 г. и прогнозна такава за новия ценови период от 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., изготвена по справки от № 1 до № 9;

2. Одитиран годишен финансов отчет за 2016 г. и доклад за дейността на „МБАЛ Търговище“ АД към 31.12.2016 г.;

3. Аналитична оборотна ведомост (сметка 611) за периода 01.01.2016 г. – 31.12.2016 г.;

4. Приложения № 2, № 3 и № 4 съгласно писмо на КЕВР № Е-14-00-3 от 01.03.2017 г.;

5. Копие на фактури от „БГ Терм“ ООД – 5 бр. и протокол за текущо сервизно обслужване от 10.03.2017 г.;

6. Копие на оферта № 0000013303/15.03.2017 г. от фирма „БГ терм“ ООД за текущ ремонт, който ще се извърши в периода до 30.06.2017 г.;

7. Копие на договор за изкупуване на електрическа енергия по комбиниран начин № 79, сключен с „Е.ОН България Продажби“ АД (понастоящем „Енерго-Про Продажби“ АД) с Приложение № 1 и Приложение № 2 към него;

8. Копие на документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2017 г.:

- преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин – 371,69 лв./MWh, без ДДС, в т. ч.:

- индивидуална цена на електрическа енергия – 370,69 лв./MWh без ДДС;

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 1,00 лв./MWh.

Дружеството не е представило писмена обосновка на така предложената за утвърждаване цена на електрическа енергия, която е изчислена с цена на природен газ – 710,00 лв./kNm<sup>3</sup>.

В придружителното писмо към заявлението дружеството посочва следното:

*Съгласно изискванията на завода-производител за експлоатация на когенерационния модул на всеки 1 250 работни часа е необходимо да бъде извършен задължителен текущ ремонт по определен алгоритъм. Изготвя се типов протокол, който се подписва двустранно, и в рамките на 24 h след завършване на процедурата задължително се изпраща до завода-производител по факс. Дружеството заявява, че са спазени всички изисквания на производителя с цел поддържане на доброто техническо състояние на инсталацията. През изминалия период са зачестили аварийните ремонти, като за последния такъв доставката на резервни части е продължила повече от месец.*

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

За текущия ценови период дружеството отчита с 32,37% по-ниски количества на произведената електрическа и по-ниски с 25,65% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода са с 24,38% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 15,97% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 50,00%, разходите за амортизации с 9,09%, разходите за заплати и възнаграждения с 10,34% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 21,05%. Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през новия регулаторен период.

#### **Образуване на цената**

1. В справка № 1 „Разходи“ разходите за амортизация са коригирани от 24 хил. лв. на 12 хил. лв. или с 12 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в „Машини, съоръжения и оборудване“ в производството, съгласно справка № 2 „РБА“ и

съответната амортизационна норма, съгласно т. 1.1 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА” оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 4 „ТИП в производството” собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени от 32 MWh (10,34%) на 17 MWh с отчитане на собственото потребление и съгласно т. 4 от общия подход.

**След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „МБАЛ – Търговище” АД за следващия ценови период са следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 278,05 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 278,04 лв./MWh

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

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

■ Необходими годишни приходи – 213 хил. лв., в т. ч.:

○ Разходи – 205 хил. лв., от които условно-постоянни – 126 хил. лв. и променливи – 79 хил. лв.

○ Регулаторна база на активите – 107 хил. лв.

○ Норма на възвръщаемост – 7,78%

■ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 295 MWh, в т. ч. собственото потребление – 170 MWh

#### **34. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора**

С писмо с вх. № Е-14-75-3 от 10.04.2017 г. в Комисията от дружеството е постъпило заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия. Към заявлението са приложени на хартиен носител следните документи:

1. Отчетна информация за 2016 г. и за ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., разработена съгласно справки от № 1 до № 9;

2. Прогнозна информация за новия ценови период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. – справки от № 1 до № 9;

3. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за

2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. до 30.06.2017 г. – Приложение № 3;

4. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. – Приложение № 3;

5. Средна цена на природен газ за 2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. – Приложение № 2;

6. Отчетна информация за приходите от продажба на електрическа енергия за 2015 г., 2016 г. и ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г.

7. Допълнителни справки относно прилагане на ЕССО за целите на регулирането;

8. Копие на договор № 232/30.09.2011 г. за изкупуване на електрическа енергия от независим производител, сключен с „ЕВН България Електроснабдяване“ АД;

9. Копие на договор за участие в стандартна балансираща група на „ЕВН Трейдинг Саут Ийст Юрп“ ЕАД на производител на електрическа енергия от ВЕКП;

10. Копие на договор за разпределение и снабдяване с природен газ, сключен с „Овергаз Изток“ АД (понастоящем „Овергаз Мрежи“ АД) и анекс № 1 и анекс № 2 към него;

11. Обосновка за разходите за производство на електрическа енергия от газов когенерационен модул 150 kW на УМБАЛ „Проф. Д-р Стоян Киркович“ АД – гр. Стара Загора;

12. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството посочва, че одитиран годишен финансов отчет ще бъде представен в КЕВР през месец май 2017 г.

УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2017 г.:

- Преференциална цена на електрическа енергия, без ДДС – 210,50 лв./MWh, в т. ч.:
  - индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 210,40 лв./MWh;
  - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,10 лв./MWh,
- при цена на природен газ - 543,18 лв./kNm<sup>3</sup> (без ДДС).

**Обосновката на дружеството е следната:**

*Дружеството е монтирало газов когенерционен модул през 2011 г. - UPB 926 TC-N-E, с инсталирана електрическа мощност 0,15 MW и обща топлинна мощност - 0,202 MW.*

*Режимът на работа е непрекъснат. Разходът на природен газ по данни на производителя е 41,5 m<sup>3</sup>/h при максимална мощност 0,15 MW. Дружеството посочва цена на природен газ - 543,18 лв./kNm<sup>3</sup>, без ДДС, като е приложен договор с „Овергаз Изток“ АД и ценова листа за м. януари 2017 г. Според заявката за 2017 г. дружеството попада в неравномерно потребление до 400 000 m<sup>3</sup> и цена 625,43 лв./kNm<sup>3</sup>, с ДДС.*

*Стойността на газовия когенерционен модул е 744 792,67 лв. с ДДС, като е приложена справка-извлечение от инвентарната книга и топлопровод на стойност 32 400 лв. Дружеството заявява, че не е използват данъчен кредит за ДДС при закупуването.*

*През новия регулаторен период се предвиждат 2 пъти годишно ремонти на стойност 3 000 лв.*

*Газовият когенерционен модул ще бъде обслужван от персонал – 4 работника с брутна месечна заплата – 600 лв. или общо 28 000 лв. за една година. Социални и здравни осигуровки за сметка на работодателя – 9 000 лв./годишно.*

*Предвиждат се материали за текуща поддръжка, както следва:*

*- Смяна на масло - на 1 500 г X 45 l масло X 6 лв./l, без ДДС. За 4 500 h/годишно са необходими 135 l масло X 6 лв./l. = 810 лв.*

*- Подмяна на свеци, ремъци, филтри и др. – 2 000 лв./годишно*

*- Общо материали за текуща поддръжка - 3 000 лв./годишно, без ДДС.*

*Дружеството заявява, че предстои сключване на договор за абонаментна поддръжка на стойност – 5 000 лв./год., без ДДС.*

**След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:**

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са със 56,33% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода са с 57,10% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 1,89% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 33,33% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 20,00%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 68,75%.

**Образуване на цената**

В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД за следващия ценови период са

**следните:**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 220,68 лв./MWh, в т. ч.:
  - индивидуални разходи за единица енергия – 220,67 лв./MWh
  - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 378 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 352 хил. лв., от които условно-постоянни – 162 хил. лв. и променливи 190 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 337 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 7,78%
  - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 922 MWh
- С писмо с вх. № Е-13-01-53 от 08.06.2017 г. НЕК ЕАД е внесло следното**

**становище:**

НЕК ЕАД счита, че с настоящия Доклад КЕВР запазва тенденцията за кръстосано субсидиране между цените на топлоенергия и електроенергия, който начин на ценообразуване не създава стимули на потребителите да оптимизират потреблението на топлинна енергия чрез използване на мерки за енергийна ефективност. В табличен вид е показано съотношението на цената на топлинната енергия с топлоносител гореща вода към преференциалната цена на електрическата енергия. Докато през 2006 г. съотношението е било нормално - в диапазона 0,7-0,8 към цената на електрическата енергия, то от 2007-2008 г. започва тенденция на кръстосано субсидиране, която в периода 2012-2013 г. се засилва и съотношението на цената на топлинната енергия към преференциалната цена на електрическата енергия е вече 0,2-0,3. Според НЕК ЕАД не е обяснимо и не е приемливо всички потребители на електрическа енергия - битови и бизнес клиенти чрез цената на електрическата енергия да субсидират една малка част от населението, което е топлофицирано и то е основно в големите градове, където и стандартът на живот е по-висок.

Дружеството счита, че високата преференциална цена на електрическата енергия дава възможност на някои топлофикационни дружества да предлагат на потребителите на топлинна енергия услугата топлоподаване под пределни цени с цел енергията да бъде сертифицирана като високоефективно комбинирано производство (ВЕКП). Според НЕК ЕАД в нормативната база не е уредена последователността за реализирането на енергията с показатели за висока ефективност и такава без показатели. Тъй като сертификат за висока ефективност се издава на месечна база топлофикационните дружества имат възможност да реализират електрическа енергия на свободен пазар в дни и часове с атрактивни цени и съответно да предоставят на НЕК ЕАД по-големи количества енергия в часове с намалено търсене. Това налага използване от страна на НЕК ЕАД на мощности за регулиране на тези отклонения, което води до допълнително повишаване на финансовите разходи.

Дружеството разглежда и процента на технологичните разходи по пренос на топлинна енергия, който варира между 20 и 45% средногодишно според Доклада на КЕВР. Ако се отчете и факторът „собствени нужди“, то средногодишните стойности достигат до 50%. НЕК ЕАД отбелязва, че през някои от месеците на годината загубите достигат и по-високи стойности - до 80%, при което според него такъв висок процент на технологични разходи трудно кореспондира с понятието за ефективност на дадено производство.

**След преглед на постъпилото становище Комисията счита:**

1. Твърдението на дружеството за запазване на тенденцията в настоящите цени на кръстосано субсидиране между електрическата и топлинната енергия не се приема. С повишението на цената на природния газ от 1.04.2017 г. с 36,26% преференциалните цени на електрическата енергия запазиха добавките по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ непроменени. Средното нарастване на цените на електрическата енергия е с 15,19%, а средното нарастване на цените на топлинната енергия с гореща вода е с 22,14%. Така цените на топлинната енергия се повишиха значително, като поеха по-голямата част от разходите за закупуване на природен газ. С последващото нарастване на природния газ от 1.07.2017 г. с 1,91%, добавките по чл. 33,

ал. 3 от ЗЕ отново се запазват непроменени. Така цените на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, произведена от централа с комбинирано производство, се изравняват, а в отделни дружества надвишават цената на топлинната енергия, произведена с водогрейни котли, при настоящата цена на природния газ. Този факт доказва, че кръстосано субсидиране между електрическата и топлинна енергия няма и че добавката е елемент на разпределението на разходите, а не предизвиква кръстосано субсидиране.

2. Изложената констатация, свързана с високите стойности на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия с топлоносител гореща вода, е принципно вярна. Но тези стойности са свързани по-скоро с намалена консумация на топлинна енергия вследствие на саниране на сградите, прецизно регулиране на топлоподаването и траен отказ на потребители, при запазване на високата преносна способност на мрежата. И в много по-малка степен високите стойности на технологичните разходи се дължат на лошо състояние на топлопреносната мрежа. В този смисъл санкционна мярка в това отношение ще доведе до допълнителни финансови загуби на дружествата.

**След проведено на 13.06.2017 г. обществено обсъждане с писмо с вх. № Е-04-00-60 от 13.06.2017 г. ГД „ДНЕС“ е представило следното становище по Доклада.**

Ръководството на ГД „ДНЕС“ счита за изключително некоректно от страна на КЕВР да даде срок от една седмица, в т. ч. два почивни дни, за представяне на становища от заинтересованите страни по тези много обемни и свързани с експертна оценка материали. Това за пореден път показва системното формално отношение на Комисията към задълженията ѝ по чл. 14 от ЗЕ, което ощетява правата на заинтересованите страни в гражданския сектор. Това е нарушение на местното /Конституцията и специализираните закони/ и общото право на Европейския съюз относно защита правата на потребителите.

ГД „ДНЕС“ смята, че ценообразуването е концентриран израз на състоянието на управлението в даден сектор и един от факторите за неговата стабилност и ефективност. За обективност посочват, че оценките на Евростат и на други европейски мониторингови агенции са, че в България цари волунтаризъм, лобизъм, необективност, системна регулаторна намеса, хаос в ценообразуването, пренебрегване правата на потребителите и липса на оценка на въздействието. Също така искат обяснение за формулата на фактора Z, която започва с една разлика П утв. - Е прог., където мярката на П утв. е хил. лв., а на Е прог. е хил. kWh и питат как от стойностен показател се изважда натурален. Същото се отнася и за една цена, която се получава от друга, но в обратен ред. Питат още защо, като база за сравнение на ръста на цените се използват неактуалните данни от 2015 и 2016 години вместо тези от м. април 2017 г., когато е последното увеличение и че не са представени коректно данните от предложението на АЕЦ „Козлодуй“ относно обема на производството, разходите и цената.

ГД „ДНЕС“ смята, че объркването по отношение на ценообразуването в електроенергетиката е факт, от който като че ли няма изход, въпреки действащата НРЦЕЕ. Това объркване е от 2002 г. и особено след 2005 г. Монополните структури винаги са търсили начини за натоварване на клиентите с недоказани, неприсъщи и измислени разходи и добавки към регулираните цени. Основната причина за това се корени в порочния метод на ценообразуване, прилаган от години, в който основен ценообразуващ фактор е нормата на възвръщаемост на капитала на енергийните дружества. Единственият, световно признат метод, е калкулативният. С него трябва да се калкулират всички допустими и нормални разходи от производителите до потребителите и да се образува цената. Възвръщаемостта на капитала има отношение при изчисляване ликвидността на инвестиционни разходи и не може да бъде основен ценообразуващ метод.

Вторият проблем е свързан с разходите за електроенергия, които реално се заплащат от потребителите. Влизат и постепенно въведените след 2007 г. добавки към цената на тока, както следва:

1. От 01.01.2007 г. - въвеждане на „снабдяване“ и „разпределение“.
2. От 01.07.2008 г.
  - а) достъп до разпределителната мрежа (РМ);



- б) пренос през разпределителната мрежа НН.
- 3. От 01.07.2009 г. въвеждане на добавката „зелена енергия“.
- 4. От 01.07.2010 г.
  - а) Пренос през ел. преносната мрежа;
  - б) Достъп до ел. преносната мрежа;
  - в) „високоэффективно комбинирано производство“ (когенерация);
- 5. От 01.07.2011 г.
  - а) Достъп до ел. преносната мрежа ВН;
  - б) Пренос през ел. преносната мрежа ВН.
- 6. От 01.07.2012 г. въвеждане на добавката „невъзстановяеми разходи“.
- 7. От м. юни 2014 г. въвеждане на новата добавка за балансиране.

Тези добавки достигат 100% от цената на тока, от общо 9-те добавки 5 имат технологичен характер и 4 волунтаристичен. Добавките с технологичен характер като пренос, достъп, разпределение, балансиране към различните видове мрежи са част от структурата на kalkulацията на цената на тока и изваждането им от нея и повторното им фактуриране е беззаконие. Това осигурява неправомерни доходи на всички по веригата и ощетява и без това немощните финансово потребители на ел. енергия.

Най-голямото недоразумение и основа за сериозни закононарушения са четирите добавки с волунтаристичен характер.

Добавката за *високоэффективно комбинирано производство* осигурява значителни и неправомерни доходи на производители с монополно положение без особен публичен ефект. Типичен и показателен пример в това отношение е „Топлофикация-София“ ЕАД, чиито ток се изкупува на цена три пъти по-висока от конвенционалната цена на електрическата енергия.

Подобно е положението и с т.н. добавка за „зелената енергия“. Мощностите за производство на „зелена енергия“ са резултат от политиката на държавата в този сектор и от конкретни бизнес интереси, които нямат нищо общо с волята и интересите на потребителите ѝ. Тяхната воля е напълно игнорирана, а трябва да заплащат крайния резултат. Решението е в създаването на целеви фонд в БЕХ ЕАД, който да покрива резултатите от политиката към която потребителите нямат пряко отношение. Този фонд трябва да се формира от резултатите от износа на ел. енергия, от курсовите разлики, от продажбите на квоти за вредни емисии, от дивидентите, събирани в БЕХ ЕАД и т.н.

Сериозно недоразумение са и т.н. *добавки за невъзстановяеми разходи и задължения към обществото*. Те волунтаристично се формират от задължението да се покриват и прехвърлят върху неподозиращите клиенти резултатите от глупавите и предателски условия в договорите за двете американски централи в Марица-изток и от актове на управляващи органи за т.н. поддържане на сигурността на системата. Във всички заповеди за провеждане на мерки във връзка със сигурността на системата трябва ясно да се посочи кой изпълнява мерките и от какъв източник се покриват. Във всички случаи това не са крайните клиенти.

Известно е, че държавната помощ на частния сектор е забранена. Предлаганите мерки целят да се прикрие тази помощ чрез цените на електрическата енергия и с нея да се натоварят крайните клиенти. Тук, обаче, възниква още едно грубо и недопустимо поведение на държавата - да поеме задължения по договори с частни компании (при това чуждестранни) за сметка на трета страна - крайните потребители.

Целият този волунтаризъм с добавките към цената на електрическата енергия води до един крайно негативен резултат - крайна бедност и постоянно помпане на инфлацията и оттук на цените на стоките и услугите.

Тежестите от този подход понасят най-малко виновните и ангажираните - потребителите и по конкретно битовите, небитовите (детски градини, училища, университети, болници, институции за социални услуги, читалища; обществени, общински и държавни институции и органи и пр.), бизнеса (особено малкия и средния) и т.н. Това предизвиква верижна реакция с безконтролно увеличение на цените на

всички стоки и услуги с последващ ръст на инфлацията, което натоварва още веднъж посочените по-горе субекти. Трябва да се има предвид, че по енергийна бедност България е на първо място в Европа. Енергийните разходи са на първо място в калкулацията на всяка стока и услуга. Всяко действие за решаване на проблеми чрез увеличение цените на енергоресурсите води до рязко спадане на потреблението, спад в производството и фалит на фирми, срутване на приходите в държавния и местните бюджети, ръст на задлъжнялостта, в т. ч. държавната, скок на инфлацията и пр. Никакви компенсиращи мерки, които активно се предлагат от някои политици и се приемат от регулатора, не могат да го предотвратят.

На основание на гореизложеното ГД „ДНЕС“ предлага и настоява за приемане на следните решения:

1. Поради необоснованост и манипулиране на данните в предложенията за решения да се отложи обсъждането и приемането им с минимум един месец.

2. Поради необходимост от системен подход и неотложни и радикални мерки за стабилизация и нормализиране на енергийния сектор, КЕВР да инициира обсъждане в съответните комисии на Народното събрание с участието на легитимни граждански организации на актуална стратегия.

**След преглед на постъпилоото становище Комисията счита:**

Единственото възражение на ГД „ДНЕС“, релевантно към настоящото административно производство, е изказаното твърдение, че добавката за високоефективно комбинирано производство осигурява значителни и неправомерни доходи на производители с монополно положение без особен публичен ефект, което не се приема. Добавката е елемент на разделянето на разходите между електрическата и топлинната енергия и не осигурява допълнително доходи на дружеството чрез преференциалната цена. Всички доходи от лицензионна дейност, които дружеството получава, са в рамките на утвърдените от Комисията необходими приходи.

**Представено е становище с вх. № Е-11Ц-00-8 от 20.06.2017 г. от Цветанка Илиева Цанева, клиент на „Топлофикация София“ ЕАД, във връзка с предложената цена на топлинната енергия за клиентите на „Топлофикация София“ ЕАД в размер на 78,59 лв./MWh, считано от 01.07.2017 г. В становището са извършени подробни анализи и сравнения на данни, въз основа на които са поставени множество въпроси, подробно изложени по-долу:**

1. Прави съпоставка между специфичния разход на условно гориво за производството на топлинна енергия /СРУГ<sub>ТЕ</sub>/ от 130,52 kg/MWh, посочен на стр. 7 от годишния доклад за дейността на „Топлофикация София“ ЕАД за 2016 г. и на стр. 28 в таблицата от Доклада на Комисията, където в колоната „отчет за 2016 г.“ е посочено, че СРУГ<sub>ТЕ</sub> е 142 kg/MWh, в Справка № 4 – „ТИП в производството в колоната „отчет 2016 г.“ на ред 31 СРУГ<sub>ТЕ</sub> е 140,42 kg/MWh, на стр. 15 от Доклада е посочено, че цената за ТЕ, считано от 01.07.2017 г., е изчислена при СРУГ<sub>ТЕ</sub> в размер на 141,89 kg/MWh, а в таблицата на стр. 28 в Доклада в колоната „прогноза в цени от 01.07.2017 г. СРУГ<sub>ТЕ</sub> е посочен в размер на 145 kg/MWh.

От направените изчисления за СРУГ<sub>ТЕ</sub> на база на данните от Справка № 4 чрез усредняване на количествата ТЕ и СРУГ<sub>ТЕ</sub>, произведени от високоефективното комбинирано производство и ВК се получава, че в прогнозата от 01.07.2017 г., СРУГ<sub>ТЕ</sub> следва да бъде 139,08 kg/MWh.

Посочва се, че на стр. 15 от Доклада необходимото количество природен газ за производството през новия ценови период е в размер на 703 865 knm<sup>3</sup>. В справката „Средна цена на газа за отчетния период“, където данните са дадени по месеци до юни 2018 г., сборът от количествата природен газ от юли 2017 г. до юни 2018 г. е 697 866 knm<sup>3</sup>, т.е. има разлика от 5 999 knm<sup>3</sup>.

Във връзка с изложеното в т. 1 са поставени следните въпроси:

1.1 Кой е верният и точен размер на СРУГ<sub>ТЕ</sub>, което дружеството действително е реализирало за 2016 г. 130,52 kg/MWh, 142 kg/MWh, 140,42 kg/MWh?

1.2 Защо при посочен СРУГ за ТЕ в годишния доклад за 2016 г. в размер на 130,52 kg/MWh в прогнозата в цената от 1 юли 2017 г. в Доклада е посочено, че СРУГ<sub>ТЕ</sub> в размер на 141,89 kg/MWh или 145 kg/MWh?

1.3 Спазени ли са изискванията на чл. 31 т. 5 и т. 7 от ЗЕ и т. 10 и т. 11 от глава трета, раздел първи на Указания-НВ при определянето на СРУГ<sub>ТЕ</sub> в прогнозата за цената от 1 юли 2017 г. на база на данните от годишния доклад за 2016 г.?

1.4 Кое е вярното и точно количество природен газ, което трябва да бъде включено в прогнозата за цената на ТЕ от 1 юли 2017 г. – 703 865 kNm<sup>3</sup>, 697 866 kNm<sup>3</sup> или друго, което да отговаря на вярно и точно определен размер на СРУГ<sub>ТЕ</sub> според данните от годишния доклад за 2016 г.?

2. Цветанка Цанева посочва, че в Решение № Ц-6 от 07.04.2017 г. на КЕВР е установено, че има надвзета сума от клиентите на дружеството, формирана от разлики в цената на природния газ, в размер на 11 003 хил. лв. /18 515 хил. лв. – 7 512 хил. лв./, за която няма нищо посочено в Доклада за утвърждаване на цени. Във връзка с направен анализ на Решение № Ц-6 от 07.04.2017 г. на КЕВР от г-жа Цветанка Цанева, същата поставя въпроса за това, какви са правните мотиви за създаването на буфер. Г-жа Цанева посочва, че на стр. 57 от Пояснителните бележки към годишния доклад за 2016 г. са посочени данните за несъбраните вземания, поотделно за ТЕ и ЕЕ за 2015 г. и 2016 г. от клиентите на „Топлофикация София“ ЕАД, като същите са представени подробно в таблица в становището. Цветанка Цанева заявява, че годишните недовземания на дружеството от ТЕ, вследствие на неплащане от страна на потребителите, не са посочени като ценообразуващ елемент, съгласно глава втора, раздел I от НРЦТЕ на КЕВР. Същата поставя следните въпроси към КЕВР:

2.1. Ще бъде ли върната надвзетата сума от 11 003 хил. лв. на клиентите на „Топлофикация София“ ЕАД, която е установена с посочените данни на стр. 9 в Решение № Ц-6 от 07.04.2017 г. на КЕВР и кога? В случай, че КЕВР определи нова пределна цена на топлинна енергия за клиентите на „Топлофикация София“ ЕАД, считано от 1 юли 2017 г., при която надвзетата сума от 11 003 хил. лв. не бъде върната, също желае да бъдат посочени нормативните основания за това.

2.2. Какъв е процентът на несъбираемост на вземанията на топлинна енергия и дялово разпределение от клиентите на „Топлофикация София“ ЕАД за периода 01.07.2016 г. до 30.05.2017 г., за който се извършва регулаторен преглед за дейността на дружеството.

2.3. Какво влияние оказва несъбираемостта на вземанията от топлинна енергия и дялово разпределение от клиентите на „Топлофикация София“ ЕАД при определянето на пределната цена на ТЕ от КЕВР, считано от 1 юли 2017 г.

3. Г-жа Цанева посочва, че за 2014 г. „Топлофикация София“ ЕАД има загуба в размер на 57 998 хил. лв., като по данни от годишния доклад за 2014 г. сборът от разходите за обезценка на паричните средства в КТБ /13 549 хил. лв./, обезценката на търговските вземания /20 351 хил. лв./ и неустойките по договори /9 586 хил. лв./ е в общ размер на 43 486 хил. лв. За 2015 г. „Топлофикация София“ ЕАД има загуба в размер на 61 619 хил. лв., като по данни от годишния доклад за 2015 г., сборът от разходите за обезценка на паричните средства в КТБ /33 000 хил. лв./, обезценката на търговските вземания /20 791 хил. лв./ и неустойките по договори /39 280 хил. лв./ е в общ размер на 93 071 хил. лв. За 2016 г. „Топлофикация София“ ЕАД има загуба в размер на 40 822 хил. лв., като по данни от годишния доклад за 2016 г., сборът от разходите за обезценка на паричните средства в КТБ /33 903 хил. лв./, обезценката на търговските вземания /13 067 хил. лв./ и неустойките по договори /26 041 хил. лв./ са в общ размер на 73 011 хил. лв. Общо за 2014 г., 2015 г. и 2016 г. дружеството има разходи по обезценка на търговски вземания 54 209 хил. лв., неустойки по договори 74 907 хил. лв., обезценка на паричните средства в КТБ 80 452 хил. лв. или всичко 209 568 хил. лв., при отчетена загуба за трите години 160 349 хил. лв. По данни от годишните доклади за дейността на дружеството и Справка № 1 „Разходи за производство“ на „Топлофикация София“ ЕАД за ценовите периоди 2015-2016 г., 2016-2017 г. и 2017-2018 г. разходите за заплати и осигурителни

вноски са се повишили от 31 249 хил. лв. на 40 267 хил. лв., т.е. разлика от 9 018 хил. лв.

Г-жа Цанева заявява, че на стр. 19 и стр. 22 от Доклада е посочено, че причината за увеличението на разходите за заплати, съответно и осигурителните вноски е увеличението на минималната работна заплата от 1 януари 2017 г. с 40 лв. за страната, а съгласно колективния трудов договор /КТД/ увеличението на минималната работна заплата /РЗ/ трябва да бъде с 60 лв. На ред 3 от Справка № 1 „Разходи“ на „Топлофикация София“ ЕАД, разходите за заплати в колоната отчет за 2016 г. са в размер на 29 016 хил. лв., а в колоната прогноза за НРП за 2017 г. са в размер на 32 781 хил. лв., т.е. повишение с 3 765 хил. лв. На стр. 22 от Доклада е посочено, че изчисленията за разходите за РЗ са направени за 2 273 човека. Следователно: 3 765 хил. лв. / 2 273 човека = 1 656 лв. /12 месеца = 138 лв., т.е. средното месечно увеличение на РЗ от 1 януари 2017 г. е 138 лв. на човек, а не 60,00 лв., както е договорено съгласно КТД и посочено в Доклада. Във връзка с горното поставя следните въпроси:

**3.1.** Защо предложеното увеличение на заплатите и осигурителните вноски, считано от 01.01.2017 г., с 13% на целия персонал на дружеството се приема от КЕВР за икономически обосновано при положение, че са налице посочените по-горе финансови резултати на дружеството за 2016 г. – загуба от 41 млн. лв. и влошена събираемост на вземанията от ТЕ и дялово разпределение до 11 месеца за 2016 г. спрямо 2015 г. в размер над 6 127 хил. лв., при най-ниска цена на ТЕ за последните 7 години?

**3.2.** Защо КЕВР не признава в разходите за новата цена на ТЕ само увеличението на заплатите с по 60 лв. на човек, съгласно договореното в КТД, и то само за персонала, който е на минимална РЗ, а приема да признае в разходите за цената на ТЕ средно месечно увеличение на РЗ в размер на 138 лв. на човек за целия персонал на дружеството?

**3.3.** Защо посочените причини на стр. 4 и 9 от Решение № Ц-6/07.04.2017 г. на КЕВР не се отчитат от регулатора при признаването на увеличението на средствата за РЗ на персонала на дружеството, считано от 01.01.2017 г. с 13%?

**3.4.** Защо КЕВР приема като причина за признаване на увеличението на заплатите с 13%, размерът на средната РЗ за отрасъл „Енергетика“, а не направи сравнение със средната РЗ в подотрасъл „Топлоенергетика“?

**3.5.** Защо в НРЦТЕ на КЕВР и Указания-НВ няма записани ясни и точни правила, как се определят средствата за РЗ и осигурителните вноски, които се признават в разходите при определянето на цените на ТЕ, включително кои са икономическите и други показатели, които трябва да бъдат изпълнени от топлофикационните дружества, за да признае увеличение на разходите за заплати и осигурителни вноски за следващ ценови период?

**4.** Г-жа Цанева посочва, че в таблицата на стр. 27 от Доклада на р. 3.1.2, в колоната „прогноза в цени от 01.07.2017 г.“ са включени социални разходи в размер на 9 591 хил. лв., а колоната отчет за 2016 г. техния размер е 9 157 хил. лв., т.е. увеличение в размер на 434 хил. лв. В тази връзка са поставени следните въпроси:

**4.1.** Кои са нормативните основания, според които КЕВР включва социалните разходи в условно-постоянните разходи на дружеството?

**4.2.** Кои са правилата и в кой нормативен документ са посочени, съгласно които КЕВР определя какъв трябва да бъде размерът на социалните разходи, който следва да бъде признат като икономически обоснован разход в цената на ТЕ?

**4.3.** Защо КЕВР приема предложеното увеличение на социалните разходи в размер на 434 хил. лв. от „Топлофикация София“ ЕАД да бъде признато изцяло в цената на ТЕ, по какви показатели и критерии, то се приема за икономическо обоснован разход, считано от 1 юли 2017 г.?

**5.** Г-жа Цанева посочва, че на стр. 30 от Доклада присъдените юрисконсултски възнаграждения в размер на 2 878 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност. Посочва се, че в доклад на Агенцията за държавна финансова инспекция, за извършена финансова инспекция в „Топлофикация София“ ЕАД, броят на служителите в дирекция „Правна“

през м. януари 2014 г. е бил 32 човека при средна месечна РЗ в размер 1 048 лв., а през м. юни 2016 г. те са били 62 човека при средна месечна РЗ в размер на 1 370 лв., т.е. броят на служителите се е увеличил с 30 човека, а средната месечна заплата с 322 лв. В доклад на АДФИ е посочено, че има извършени плащания от фонд СБКО средно на един човек за 2014 г. по 830 лв., а за 2015 г. и 2016 г. съответно по 810 лв. В Доклада на КЕВР няма посочени данни и направен анализ колко са били през 2016 г. разходите на „Топлофикация София“ ЕАД за воденето на съдебни дела и за събиране на вземанията от клиенти за ТЕ, които включват, освен разходите за съдебни и нотариални такси, но и разходи за ЧСИ, разходи за заплати, осигурителни вноски и социални плащания, включително за работно облекло, за храна и др. на служителите от дирекция „Правна“, ползване на канцеларски материали, телефонни и копирни услуги, на Интернет, транспортни разходи и други. Съгласно данните от пояснителните бележки към годишните доклади за 2014 г., 2015 г. и 2016 г., „Топлофикация София“ ЕАД е получила приходи от съдебни дела от юрисконсултски възнаграждения в общ в размер на 6 318 хил. лв., а е направила разходи за съдебни и нотариални такси, и за инкасиране на вземания за ТЕ в общ размер на 16 945 хил. лв., т.е. разлика от 10 627 хил. лв. Във връзка с горното са поставени следните въпроси:

**5.1.** По какъв начин КЕВР при определянето на пределните цени на ТЕ защитава интересите на клиентите на „Топлофикация София“ ЕАД, които си заплащат редовно и в срок всички сметки към дружеството.

**5.2.** Кой са правилата и в кой нормативен документ са посочени, съгласно които се определя какъв размер от всички необходими разходи за воденето на съдебни дела и инкасиране на вземания за ТЕ, КЕВР следва да признае като присъщ и икономически обоснован разход, свързан с регулаторната дейност на „Топлофикация София“ ЕАД?

**5.3.** Какъв размер на разходите за воденето на съдебни дела и инкасиране на вземания за ТЕ, които включват разходите за съдебни и нотариални такси, разноски за ЧСИ, други държавни такси, разходи за заплати, осигурителни вноски и социални плащания на служителите от дирекция „Правна“, канцеларски материали, телефонни и копирни услуги, ползване на Интернет, транспортни разходи и др., КЕВР признава в цената на ТЕ, считано от 01.07.2017? Колко са били същите разходи по отчетни данни към 31.12.2016 г.?

**6.** Цветанка Цанева посочва, че в Справка № 1 „Разходи“ на „Топлофикация София“ ЕАД от ред 5.24 до ред 5.30 има включени разходи и в двете колони, за които не е посочено за какво се отнасят. В колоната прогноза за НРП от юли 2017 г. техният размер е 2 599 хил. лв., като спрямо отчета за 2016 г. те са повишени с 428 хил. лв. В Пояснителните бележки към годишния отчет за 2016 г. на „Топлофикация София“ ЕАД на стр. 50 е посочено, че в Отчета за приходите и разходите са включени разходи за изготвяне на анализи и консултации в общ размер за 2016 г. – 455 хил. лв., като увеличението им спрямо отчета за 2015 г. е с 258 хил. лв. Поставени са следните въпроси:

**6.1.** Защо КЕВР признава в цената на ТЕ като присъщи разходи в размер на 2 599 хил. лв., свързани с регулаторната дейност на дружеството, като не е посочено за какво са и съответно не са нормативно обосновани? Защо техният размер е повишен с 428 хил. лв. спрямо отчета за 2016 г.? По какъв начин КЕВР установява, че тези разходи са икономически обосновани?

**6.2.** Какви анализи и консултации са получавани от „Топлофикация София“ ЕАД през 2016 г. за сумата от 455 хил. лв., и какъв размер на същия разход е включен в предложената нова цена на ТЕ от 1 юли 2017 г. и как е икономически обоснован пред КЕВР?

**7.** В становището се посочва, че в Справка № 1 „Разходи“ на „Топлофикация София“ ЕАД, разходите свързани с регулаторната дейност са повишени спрямо отчета от 2016 г. с 1 794 хил. лв., без разходите в размер на 2 599 хил. лв., коментирани в т. 6 от становището. По отношение на това са поставени следните въпроси:

**7.1.** На какво нормативно основание КЕВР приема за икономически обосновано

увеличението на тези разходи спрямо отчета 2016 г.?

**7.2.** Кой са правилата и в кой нормативен документ са посочени, съгласно които се определя какъв размер на административните разходи на „Топлофикация София“ ЕАД, КЕВР следва да признае като присъщи за регулаторната дейност и икономически обосновани в цената на ТЕ, считано от 1 юли 2017 г.?

В заключение г-жа Цветанка Цанева, счита че предложената нова пределна цена в размер на 78,59 лв./MWh не е определена съгласно изискванията на глава трета, раздел IV от ЗЕ, НРЦТЕ и Указания-НВ. Също счита, че цената не е икономически обоснована и са налице факти и основания да бъде намалена. На база на финансовите резултати на дружеството от последните три години и влошената събираемост на вземанията от клиенти за топлинна енергия и дялово разпределение до 3 години през 2016 г. спрямо 2015 г., смята, че КЕВР следва да направи нова справедлива, вярна и точна оценка на разходите, които да бъдат признати в цената на топлинната енергия, като се имат предвид всички икономически и социални фактори, които оказват влияние и при спазване на нормативната уредба. Тя заявява, че при определянето на цената на топлинната енергия КЕВР би следвало да отчита и реалните финансови възможности на клиентите на дружеството да я заплащат, предвид провежданата държавна политика в последните години в областта на доходите, най-вече на пенсиите, а не само да защитава интересите на персонала на „Топлофикация София“ ЕАД, чрез изцяло признаване на увеличението на разходите за заплати, осигурителни вноски и социални плащания в предложената цена на топлинната енергия, считано от 1 юли 2017 г.

**След преглед на постъпилото становище Комисията счита:**

1. Съгласно т. 5 от общия подход количествата на гориво за инсталациите за комбинирано производство са коригирани в съответствие с постигнатата през 2016 г. обща енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия. За инсталациите за разделно производство на топлинна енергия корекцията на горивото е направена в съответствие с постигнатата през 2016 г. енергийна ефективност на използваното гориво за производство на топлинна енергия и съответно КПД на водогрейните котли. За целите на ценовото регулиране признатите от Комисията количества горива за новия ценови период не трябва да водят до влошаване на общата, електрическата и топлинната ефективности, изчислени съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за отчетния период, в съответствие с изискването на глава трета, раздел I, т. 10 от Указания-НВ, с изключение на случаите на обоснована от дружеството технологична промяна на режима на производство.

В този смисъл цитираният показател  $CPYU_{TE}$  (kg/MWh), като измерител за ефективността на производство само на единия продукт от комбинираното производство, е обхванат от по-общия показател „ОБЩА енергийна ефективност“ ( $\eta_{общо}$ ). Постигнатата стойност за 2016 г. на  $\eta_{общо}$  е 83,7%. Предложената стойност в подаденото заявление за цени от 1.07.2017 г. е 82,9%, по-ниска от постигнатата. Поради тази причина разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с  $4\,200\text{ km}^3$ , на стойност 1 609 хил. лв., до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия на отчетената стойност през 2016 г., в съответствие с т. 5 от общия подход. Нормативната стойност за признаването на електрическата енергия за високоефективна е 80%, която е значително под утвърдената в цените. Механичното сравнение на данни от различни източници за различни периоди и различни технологии на производство – разделно и комбинирано, не гарантира обективно представяне на разходните параметри в новите цени.

2. Отразяването на актуалните ценови нива на разходите за горива в действащите цени е необходимо с оглед обективно пренасяне на разходите в производството в цените на крайните клиенти. От друга страна, основна функция на Комисията е да регулира чрез цените възвръщаемостта на дружеството. В тази връзка,

следва да се има предвид, че при определяне на цените на регулираните дружества Комисията прави подробен анализ - регулаторен преглед, който обхваща анализ на работата на дружеството през предходния ценови период, на разходите, на режимите на работа и др. Така с определянето на цените в решението се посочват и основните ценови параметри - необходими приходи, условно постоянни разходи, променливи разходи, прогнозни количества енергия и др. Основният параметър, чрез който се осъществява процесът на регулиране е нормата на възвръщаемост на собствения капитал. Последната следва да осигури на регулираното дружество такава възвръщаемост на собствения капитал, която след покриване на разходите да гарантира, че инвестицията му е конкурентна в сравнение с алтернативните възможности за инвестиции, след поемане на присъщия риск за отрасъла. Оценката за реализиране на утвърдената регулаторна рамка от Комисията се извършва чрез пресмятане на отчетената норма на възвръщаемост на собствения капитал, при отчитане на всички фактори, които действат при реалните условия на работа. Така теоретично, при равни други условия при утвърдена НВск= 6% се извършват следните пресмятания: приходите се формират като произведение на утвърдените цени и реалните продадени количества енергия; разходите са реалните разходи, извършени от дружеството през отчетния ценови период; разликата между тях е реалната възвръщаемост за периода. След отнасяне на сумата към активите и отчитане на данъчните задължения и лихвите по кредитите се изчислява НВск в % като реално постигната. Ако всички прогнозни параметри от ценовото решение са еднакви с всички отчетени параметри след изтичане на ценовия период, то отчетената НВск ще бъде равна на утвърдената в решението на Комисията. В този смисъл, е допустимо с цел избягване на драстични флуктуации в цените в дадени периоди дружеството да надвземе приходи, в други периоди да недовземе, като правните разпоредби на ЗЕ и НРЦТЕ не предвиждат регулиране на цените на топлинната енергия чрез надвзети и недовзети приходи. В конкретния случай се визира период от ценови период от 1.07.2015-30.06.2016 г., в който дружеството е надвзело приходи. В изминалия ценови период, поради запазване на цената на природния газ непроменена, в действащите цени на топлинната енергия в две последователни тримесечия на повишаване на цената на природния газ „Топлофикация София“ ЕАД реализира големи финансови недовземания. В резултат на което, НВск за ценовия период е 3,56%, при утвърдена 6%.

3. Твърдението за допуснато в цените увеличение на разходите за заплати с 13% е неоснователно. Разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 32 781 хил. лв. на 31 916 хил. лв. или с 865 хил. лв. Увеличението, в съответствие с т. 1.3 от общия подход, е поради значително изоставане на средната работна заплата в дружеството в сравнение със средната работна заплата в отрасъл „Енергетика“. Изложените данни, свързани с извършени обезценки, нямат отношение към работната заплата.
4. В условно-постоянните разходи, пряко свързани с лицензионната дейност, които се включват при образуването на цените, се включват разходи за заплати и възнаграждения и начисления, свързани с тях, по действащото законодателство, част от които са осигурителни вноски и социални разходи. В приетия с Указания-НВ ценови изчислителен модел тези разходи са посочени на ред 4.2 от справка № 1 „Разходи“. Съгласно чл. 31, т. 2 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обосноващите разходи за дейността им. Съгласно чл. 8, ал. 4 от НРЦТЕ и чл. от НРЦЕЕ „Комисията утвърждава прогнозен размер на разходите, свързани с лицензионната дейност, като преценява тяхната икономическа обосноваемост въз основа на представените от енергийното предприятие писмена обосновка и доказателства

като неразделна част от заявлението за цени. Оценката за икономическа обоснованост на разходите и връзката им с изпълнение на лицензионната дейност се извършва въз основа на сравнителни анализи, както и при използване на данни от националната и международната практика и като се вземат предвид отчетените резултати на регулираните енергийни предприятия при отчитане принципите на регулирането по ЗЕ“.

Нормативните документи за определяне на социалните разходи на работещите в едно дружество и нормативните документи, по които се регулират цените, са различни и се прилагат от различни субекти, в конкретния случай от „Топлофикация София“ ЕАД и КЕВР.

5. Комисията в своето решение защитава клиентите на „Топлофикация София“ ЕАД, като не позволява дублиране на разходи за една и съща дейност. В предложените цени, в справка № 1 „Разходи“ дружеството е било включило 2 886 хил. лв. за съдебни разходи, а Комисията е извършила корекция, като е извадила приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 2 878 хил. лв.
6. Правилна е констатацията, че в Справка № 1 „Разходи“ на „Топлофикация София“ ЕАД от ред 5.23 до ред 5.30 има включени разходи и в двете колони, за които не е посочено за какво се отнасят. В хода на разглеждане на преписката по утвърждаване на цени, Комисията е изисквала те да бъдат конкретизирани, с оглед недопускане в цените на недоказани разходи. С допълнително писмо те са конкретизирани като: такса събрано инкасо, копирни услуги и печат материали, ползване на информация, квалификация, печат и доставка на фактури, опазване на околна среда, рекламни материал и разходи за балансиране.

Начинът за извършване на оценката за икономическа обоснованост на разходите беше разгледан по-горе.

**С писмо с вх. № Е-11Д-00-30 от 19.06.2017 г. Димитър Тодоров Тодоров, клиент на „Топлофикация София“ ЕАД е представил следното становище:**

Електрическите централи, изградени с парогенератори и турбогенератори, работещи с гориво природен газ или въглища, са два вида. Тези, които произвеждат само електроенергия, имат коефициент на полезно действие (КПД) около 30%. А тези централи, които произвеждат едновременно електроенергия и топлоенергия (комбинирано производство), са топлоелектрически централи (ТЕЦ) и при тях КПД е около 40%. Това означава повече енергия от единица условно гориво. При ТЕЦ производството на енергия е по-ефективно. „ТЕЦ София“ и „ТЕЦ София-изток“ и други ТЕЦ-ове в страната са строени през 50-те и 60-те години на миналия век и още от тогава те произвеждат както електроенергия, така и топлоенергия за производствени нужди, за отопление и за битово горещо водоснабдяване. Тогава никой не е казал, че това е високоефективно производство. Просто, според тогавашните достижения на техниката в тази област, така е трябвало да се строи.

От тази гледна точка счита, че е непонятно, защо на ТЕЦ-овете, които произвеждат електроенергия и топлоенергия по комбиниран начин, трябва да се дават преференциални цени при изкупуването на електроенергията. Тези мощности са произвеждали електро- и топлоенергия още от самото си създаване и цената винаги се е определяла чрез икономически показатели, като себестойност, например. Държавата е дала веднъж стимул, като е вложила инвестициите за построяването им и за изграждане на съответната инфраструктура за реализация на продукцията.

Посочва, че както в Директива 2012/27 ЕС за енергийната ефективност, така и в ЗЕ съществуват клаузи за насърчаване на високоефективно комбинирано производство чрез преференциални цени, като законодателят е имал предвид насърчаване за изграждане на газотурбинни установки с котел-утилизатор, двигатели с вътрешно горене и утилизатор или получаване на енергия чрез изгаряне на биомаса или отпадъци. Поставя въпрос защо замисълът е изкривен и към тези малки мощности са се прилепили и големите ТЕЦ-ове.



Това ясно личи от р. 42 на Справка № 4 от „ТИП в производството“ на „Топлофикация-София“ ЕАД за 2016 г. и 2017 г. На този ред пише: „Преференциални цени за електроенергия“. След като „Топлофикация-София“ ЕАД има само два ТЕЦ-а, които произвеждат електроенергия, и никакви други мощности за електрическа енергия, ясно е, че преференциалните цени са за ТЕЦ-овете.

На основание на изложеното г-н Тодоров смята, че за ТЕЦ в цялата страна преференциални цени не трябва да се определят. Ако има законови пречки, г-н Тодоров предлага КЕВР да направи необходимото те да бъдат премахнати. На първо време КЕВР би могла да прекрати издаването на сертификати на ТЕЦ-овете за високоефективно комбинирано производство.

**След преглед на постъпилото становище Комисията счита:**

Изкупуването на електрическа енергия, произведена по високоефективен начин, се извършва чрез т.н. преференциални цени. Това е една от съществуващите мерки за насърчаване на производството на енергия, с оглед икономията на първично гориво. В структурата на т.н. преференциална цена участват само индивидуалните разходи (себестойност) и не се съдържа допълнителен финансов стимул за производството ѝ. Добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ е допълнителен инструмент при разделянето на разходите между топлинната и електрическа енергия и не предизвиква допълнителни приходи при продажбите на този вид енергия. Преференциалното отношение към високоефективната електрическа енергия е при нейното задължително изкупуване.

Със ЗЕ законодателят е делегирал на КЕВР правомощието да издава, прехвърля и отменя месечни сертификати на производителите на електрическа енергия за произхода на стоката електрическа енергия, произведена при високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Следва да се отбележи, че по отношение издаването на гаранции (сертификати) за произход на електрическата енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в ЗЕ са транспонирани разпоредбите на Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 година относно енергийната ефективност, за изменение на Директиви 2009/125/ЕО и 2010/30/ЕС и за отмяна на Директиви 2004/8/ЕО и 2006/32/ЕО (Директива 2012/27/ЕС).

С писмо с вх. № Е-11Р-00-338 от 13.06.2017 г. г-н Румен Симеонов, като заинтересована страна, по смисъла на чл. 14, ал. 2 от ЗЕ, изразява писмено своите бележки по Доклада:

1. Твърди, че на електронната страница на КЕВР не е публикувано заявлението на „Топлофикация София“ ЕАД с искане за утвърждаване на цени за регулаторен период от 01.07.2017 г.- до 30.06.2018 г. и че не е ясно на коя дата е подадено заявлението;
2. Смята, че не е спазен 7-дневният срок за издаване на заповед за назначаване на работна група за разглеждане на заявлението на „Топлофикация София“ ЕАД;
3. Сочи, че никъде не е обявената датата на закритото заседание за разглеждане на Доклада за утвърждаване на цени на дружествата от сектор „Топлоенергетика“, от което според него, не е ясна началната дата на откриване административното производство, а с това счита, че е създадена невъзможност да встъпи и участва като заинтересована страна по смисъла на чл. 14, ал. 1 от ЗЕ и чл. 27 от АПК.
4. Задава въпрос дали определените пределни цени по чл. 30 от Общите условия на „Топлофикация София“ ЕАД ще бъдат задължителни и за него.

**След преглед на постъпилите писмени бележки от Румен Симеонов Комисията счита:**

1. Заявлението на „Топлофикация София“ ЕАД, с приложената към него информация, е публикувано на интернет страницата на КЕВР, на интернет адрес: <http://www.dker.bg/page3bg.php?P3=46&SP3=157&OID=71>.

В Доклад с вх. № Е-Дк-309 от 26.05.2017 г., който е публикуван на интернет страницата на КЕВР, е отразено, че с писмо вх. № Е-14-01-19 от 03.04.2017 г.

„Топлофикация София“ ЕАД е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия и заявление за утвърждаване на цени за присъединяване на нови потребители. По този начин е оповестена датата на подаване на заявлението, съответно - на образуване на административното производство.

2. Въпросите за назначаване на работни групи в КЕВР имат вътрешно-служебен характер. Съгласно разпоредбите на чл. 40, ал. 1, ал. 2 и ал. 3 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация с резолюцията за образуване на преписката тя се възлага на съответните главен директор и/или директор/директори - докладчици по преписката. Докладчикът/докладчиците незабавно организират проучването на образуваната преписка, като изготвят проект на заповед, с която председателят назначава работна група в случаите по ал. 3, или поставят резолюция, с която възлагат на определени служители работата по нея. Работни групи се назначават при наличие на правна или фактическа сложност по преценка на председателя на Комисията. В Правилника не съществува изискване за назначаване на работни групи в определен срок. Видно от посочените разпоредби работата по съответното заявление може да започне и въз основа на резолюции на докладчиците по преписката.

В Доклад с вх. № Е-Дк-309 от 26.05.2017 г., е отразено, че след прегледа на заявлението на „Топлофикация София“ ЕАД, с писмо с изх. № Е-14-01-19 от 25.04.2017 г. на КЕВР на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ от заявителя е изискано да представи допълнителна информация.

3. Протокол № 112 от 31.05.2017 г. от проведеното закрито заседание на КЕВР, в състав „Енергетика“, на което е разгледан и приет Доклад с вх. № Е-Дк-309 от 26.05.2017 г., е публикуван на интернет страницата на КЕВР, на интернет адрес: [http://www.dker.bg/files/DOWNLOAD/prot\\_zz\\_112\\_17.pdf](http://www.dker.bg/files/DOWNLOAD/prot_zz_112_17.pdf).

Искането на Румен Иванов Симеонов по чл. 27, ал. 1 от Административнопроцесуалния кодекс за встъпване и участие в административното производство по утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на преференциални цени на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“ от 01.07.2016 г. е предмет на отделно произнасяне от страна на Комисията.

Румен Иванов Симеонов е упражнил правата си на заинтересована страна по смисъла на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от ЗЕ по начина, предвиден в ЗЕ, чрез разгледаните по-горе писмени бележки.

## **II. ИЗМЕНЕНИЕ НА ЦЕНИ ЗА ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ**

### **„Топлофикация София“ ЕАД**

С писмо вх. № Е-14-01-19 от 03.04.2017 г., заедно със заявлението за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия „Топлофикация София“ ЕАД, е представило и предложение за изменение на действащите цени за присъединяване на клиенти към топлопреносната мрежа, диференцирани в зависимост от мощността на присъединяваната абонатна станция. Цените са образувани съгласно Глава пета от Указания-НВ, като е използван електронният модел, публикуван на интернет страницата на КЕВР, попълнен с индивидуалните часови ставки на пряко заетите служители в процеса по присъединяване, изчислени в зависимост от разхода за заплата, разходите за социално и здравно осигуряване.

Към заявлението дружеството е приложило:

1. Справка № 1 - Часова ставка при определяне на разходите за подготовка и присъединяване на нови потребители на топлинна енергия;
2. Справка № 2 - Разходи за подготовка и присъединяване на нови потребители на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

Дружеството не е приложило доказателство, че е изпълнено изискването на чл. 36а от ЗЕ за оповестяване в средствата за масова информация на предложението за

изменение на действащите цени за присъединяване към топло преносната мрежа.

Комисията с Решение № Ц-044 от 12.12.2002 г. е утвърдила на „Топлофикация София“ ЕАД следните цени за присъединяване по видове потребители и топлоносител:

| мощност                      | до 100 kW | до 300 kW | до 600 kW | до 1000 kW | до 1500 kW | до 2000 kW | над 2000 kW |
|------------------------------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|-------------|
| Битови гореща вода           | 518 лв.   | 571 лв.   | 654 лв.   | 759 лв.    | 896 лв.    | 1032 лв.   | 1168лв.     |
| Стоп. и бюджетни гореща вода | 527 лв.   | 579 лв.   | 663 лв.   | 768 лв.    | 904 лв.    | 1040 лв.   | 1177 лв.    |
| Водна пара                   | 509 лв.   | 579 лв.   | 685 лв.   | 825 лв.    | 1001 лв.   | 1177лв.    | 1352 лв.    |

С настоящото заявление „Топлофикация София“ ЕАД е представило справка за предложените за утвърждаване цени за присъединяване на нови клиенти на топлинна енергия с гореща вода, както следва:

| №   | ВИДОВЕ ДЕЙНОСТИ                                                                                          | ЧОВЕКОЧАСОВЕ |         |         |         |         |         |          | Часова ставка | ЦЕНИ      |           |           |           |           |           |           |
|-----|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|---------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|     |                                                                                                          | 100 kW       | 300 kW  | 600 kW  | 1000 kW | 1500 kW | 2000 kW | >2000 kW |               | 100 kW    | 300 kW    | 600 kW    | 1000 kW   | 1500 kW   | 2000 kW   | >2000 kW  |
|     |                                                                                                          | ч./часа      | ч./часа | ч./часа | ч./часа | ч./часа | ч./часа | ч./часа  | лв./ч/час     | Сума- лв. | Сума- лв. | Сума- лв. | Сума- лв. | Сума- лв. | Сума- лв. | Сума- лв. |
| I   | ПРОВЕРКА НА ИНВЕСТИЦИОННИ ПРОЕКТИ ПО ОТНОШЕНИЕ НА:                                                       | 8            | 8       | 8       | 8       | 8       | 8       | 8        |               | 78,17     | 78,17     | 78,17     | 78,17     | 78,17     | 78,17     | 78,17     |
| 1.  | Място на присъединяване.                                                                                 | 2            | 2       | 2       | 2       | 2       | 2       | 2        | 9,77          | 19,54     | 19,54     | 19,54     | 19,54     | 19,54     | 19,54     | 19,54     |
| 2.  | Разположение и вид на присъединителните топлопроводи, съоръженията към тях и свързаните сервитутни зони. | 2            | 2       | 2       | 2       | 2       | 2       | 2        | 9,77          | 19,54     | 19,54     | 19,54     | 19,54     | 19,54     | 19,54     | 19,54     |
| 3.  | Граница на собственост.                                                                                  | 2            | 2       | 2       | 2       | 2       | 2       | 2        | 9,77          | 19,54     | 19,54     | 19,54     | 19,54     | 19,54     | 19,54     | 19,54     |
| 4.  | Място на монтиране на средствата за търговско мерене.                                                    | 2            | 2       | 2       | 2       | 2       | 2       | 2        | 9,77          | 19,54     | 19,54     | 19,54     | 19,54     | 19,54     | 19,54     | 19,54     |
| II  | ПОДГОТОВКА И ПРОВЕРКА НА ГОТОВОСТТА ЗА ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ                                                    | 8            | 17      | 31      | 49      | 72      | 95      | 118      |               | 59,32     | 125,54    | 228,56    | 361,00    | 530,24    | 699,48    | 868,72    |
| 1.  | на тръбопровода и АС                                                                                     | 2            | 2       | 2       | 2       | 2       | 2       | 2        | 7,58          | 15,17     | 15,17     | 15,17     | 15,17     | 15,17     | 15,17     | 15,17     |
| 2.  | на вътрешната отоплителна инсталация                                                                     | 6            | 15      | 29      | 47      | 70      | 93      | 116      | 7,36          | 44,15     | 110,37    | 213,39    | 345,84    | 515,08    | 684,32    | 853,56    |
| III | ПОДГОТОВКА И ПРЕДЛАГАНЕ НА ДОГОВОР ЗА ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ                                                     | 6            | 6       | 6       | 6       | 6       | 6       | 6        |               | 50,82     | 50,82     | 50,82     | 50,82     | 50,82     | 50,82     | 50,82     |
| 1.  | Подготовка и сключване на договор.                                                                       | 6            | 6       | 6       | 6       | 6       | 6       | 6        | 8,47          | 50,82     | 50,82     | 50,82     | 50,82     | 50,82     | 50,82     | 50,82     |
| IV  | ВРЯЗВАНЕ НА ТОПЛОПРОВОДНОТО ОТКЛОНЕНИЕ                                                                   | 23           | 26      | 31      | 37      | 45      | 53      | 61       |               | 192,15    | 212,95    | 247,61    | 289,21    | 344,67    | 400,13    | 455,59    |
| 1.  | Организационна и техническа подготовка на топлопреносната мрежа                                          | 7            | 7       | 7       | 7       | 7       | 7       | 7        | 11,61         | 81,24     | 81,24     | 81,24     | 81,24     | 81,24     | 81,24     | 81,24     |
| 2.  | Дейности по непосредственото връзване.                                                                   | 16           | 19      | 24      | 30      | 38      | 46      | 54       | 6,93          | 110,92    | 131,72    | 166,38    | 207,97    | 263,43    | 318,89    | 374,35    |
| V   | ТОПЛА ПРОБА ПРИ ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ                                                                           | 72           | 72      | 72      | 72      | 72      | 72      | 72       |               | 475,28    | 475,28    | 475,28    | 475,28    | 475,28    | 475,28    | 475,28    |
| 1.  | Участие и контрол от енергетик                                                                           | 72           | 72      | 72      | 72      | 72      | 72      | 72       | 6,60          | 475,28    | 475,28    | 475,28    | 475,28    | 475,28    | 475,28    | 475,28    |
| VI  | ОБЩО ЗА ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ ЧОВЕКОЧАСОВЕ и ЦЕНА                                                               | 117          | 129     | 148     | 172     | 203     | 234     | 265      |               | 855,75    | 942,77    | 1 080,45  | 1 254,49  | 1 479,19  | 1 703,89  | 1 928,59  |
| VII | СРЕДНА ЧАСОВА СТАВКА (лв./ч/час)                                                                         | 7,31         | 7,31    | 7,30    | 7,29    | 7,29    | 7,28    | 7,28     |               | 59,90 лв  | 22,00 лв  | 12,61 лв  | 8,78 лв   | 6,90 лв   | 5,96 лв   |           |

Така предложените от дружеството цени са изчислени при следните часови ставки:

| № | Наименование                                           | часова ставка чист труд | ДОО върху часовата ставка |       |       |         |        | ЗОЗ върху ч.ставка | Обща часова ставка труд | Часова ставка, завишена с др. разходи по издръжка на работещите |
|---|--------------------------------------------------------|-------------------------|---------------------------|-------|-------|---------|--------|--------------------|-------------------------|-----------------------------------------------------------------|
|   |                                                        |                         | Пенсии                    | ОЗМ   | ТЗПЗ  | Безраб. | Общо   |                    |                         |                                                                 |
|   |                                                        |                         | 9,90%                     | 2,10% | 0,90% | 0,60%   | 13,50% | 4,80%              |                         |                                                                 |
| 1 | ПРОВЕРКА НА ИНВЕСТИЦИОННИ ПРОЕКТИ                      | 8,26                    | 0,82                      | 0,17  | 0,07  | 0,05    | 1,12   | 0,40               | 9,77                    | 9,77                                                            |
| 2 | ПОДГОТОВКА И ПРОВЕРКА НА ГОТОВНОСТТА ЗА ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ | 6,32                    | 0,63                      | 0,13  | 0,06  | 0,04    | 0,85   | 0,30               | 7,48                    | 7,48                                                            |
|   | на тръбопровода и АС                                   | 6,41                    | 0,63                      | 0,13  | 0,06  | 0,04    | 0,87   | 0,31               | 7,58                    | 7,58                                                            |
|   | на вътрешната отоплителна инсталация                   | 6,22                    | 0,62                      | 0,13  | 0,06  | 0,04    | 0,84   | 0,30               | 7,36                    | 7,36                                                            |
| 5 | ПОДГОТОВКА И СКЛЮЧВАНЕ НА ДОГОВОР ЗА ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ    | 7,16                    | 0,71                      | 0,15  | 0,06  | 0,04    | 0,97   | 0,34               | 8,47                    | 8,47                                                            |
|   | ПОДГОТОВКА ЗА ВРЯЗВАНЕ НА ТОПЛОПРОВОДНОТО ОТКЛОНЕНИЕ   | 9,81                    | 0,97                      | 0,21  | 0,09  | 0,06    | 1,32   | 0,47               | 11,61                   | 11,61                                                           |
|   | ДЕЙНОСТИ ПО НЕПОСРЕДСТВЕНО ВРЯЗВАНЕ                    | 5,86                    | 0,58                      | 0,12  | 0,05  | 0,04    | 0,79   | 0,28               | 6,93                    | 6,93                                                            |
|   | ТОПЛА ПРОБА ПРИ ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ                         | 5,58                    | 0,55                      | 0,12  | 0,05  | 0,03    | 0,75   | 0,27               | 6,60                    | 6,60                                                            |

Дружеството обосновава значителното увеличение спрямо действащите цени с факта, че цените на услугата не са актуализирани от 2002 г. През годините, въпреки значителното увеличение на разходите за заплати и осигуровки, дружеството не е повишавало цените на услугата, опитвайки се да запази относително лесен и конкурентен достъп на нови клиенти до топлопреносната мрежа за сметка на финансовия си интерес. Сравнението показва, че действащите цени са получени при средна часова ставка от 4,39 лв./човек/час, докато предложението за нови цени е изчислено при 7,30 лв./човек/час. „Топлофикация София“ ЕАД ще може да покрива разходите си за дейностите, свързани с присъединяване на нови клиенти чрез цените на услугата.

Във връзка с гореизложеното, дружеството предлага за утвърждаване следните цени:

|                            | ЦЕНИ (лв., без ДДС) |               |                 |                 |                 |                 |                 |
|----------------------------|---------------------|---------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Проектна мощност на АС     | 100 kW              | 300 kW        | 600 kW          | 1000 kW         | 1500 kW         | 2000 kW         | >2000 kW        |
| Действащи цени             | 518,00              | 571,00        | 654,00          | 759,00          | 896,00          | 1032,00         | 1168,00         |
| <b>Предложение за цени</b> | <b>856,00</b>       | <b>943,00</b> | <b>1 080,00</b> | <b>1 254,00</b> | <b>1 479,00</b> | <b>1 704,00</b> | <b>1 929,00</b> |

Съгласно чл. 20 от НРЦТЕ цените за присъединяване на клиентите към топлопреносните мрежи покриват разходите на топлопреносните предприятия за подготовка и включване на инсталациите на клиентите към абонатната станция, а в чл. 21 от НРЦТЕ се предвижда, че от необходимите годишни приходи за дейността по пренос на топлинна енергия се приспадат приходи от присъединяване на клиенти и от услуги, които топлопреносното предприятие извършва във връзка с дяловото разпределение на топлинната енергия и по директно възлагане от клиентите.

Правната регламентация в НРЦТЕ е детайлизирана в глава пета на Указания-НВ, където е посочено, че цената за присъединяване на потребители към топлопреносната мрежа се образува на базата на дейностите, свързани с непосредственото присъединяване на нови потребители в съответствие с изискванията на наредбата по чл. 125, ал. 3 от ЗЕ (Наредба № 16-334 от 6 април 2007 г. за топлоснабдяването) и определени от Комисията човечко-часове за извършване им, диференцирани в зависимост от мощността на присъединяваната абонатна станция и вида на топлоносителя.

Предложените цени за присъединяване на нови клиенти на топлинна енергия към

топлопреносната мрежа се отнасят само за клиенти на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и отчитат ръста на разходите за работна заплата на дружеството в периода 2002 г. – 2017 г. и съответните осигуровки за сметка на работодателя. Дружеството няма клиенти, потребяващи топлинна енергия с водна пара. Цените за присъединяване ще се прилагат за всички клиенти на дружеството, както за битови, така и за небитови нужди.

От направената справка на страницата в интернет на Министерството на труда и социалната политика относно статистическите данни за гр. София е видно, че средната работна заплата за периода 2002 г. – 2016 г. е нараснала с 297,5%. Предложеният ръст с 66% на средната часова ставка е отражение на нарастването на работната заплата в дружеството и съответно на средните часови ставки.

Индивидуалните часови ставки на работещите по видове дейности, предложени от дружеството, включват разходите на енергийното предприятие за заплата и за социално и здравно осигуряване и са изготвени в съответствие с изискванията на глава пета от Указания-НВ и на НРЦТЕ.

### **Изказвания по т.3:**

Докладва И. Александров. В хода на процедурата след проведените открито заседание и обществено обсъждане, работната група е получила възражения от двадесет заявители, НЕК ЕАД, Гражданско движение „ДНЕС“ и от гражданката Цветанка Илиева, чиито въпроси са свързани предимно с „Топлофикация София“ ЕАД. Конкретните възражения са 123. Някои от тях се повтарят и работната група е използвала т. нар. общ подход. На по-голямата част възраженията е отговорено конкретно. Това реално представляват мотивите към решението. По-голямата част от дружествата възражават срещу направени корекции от страна на работната група предимно в разходите за амортизация, ремонт, заплати, емисии и относно подхода, който Комисията е счела за нормален и обективен за включването на тези разходи. Голяма част от дружествата възражават срещу коригираните норма на възвръщаемост на привлечения капитал, които са останали в техните кредити. Комисията е сложила горна граница, която е 4,55. Собственият капитал е повишен от 6 на 7. Частично са уважени възраженията на дружествата предимно в частта за разходите за ремонт. Включени са част от коригираните на ниво доклад разходи за ремонт на дружества. Сумата е от порядъка на 4 000 000 лв. Не са уважени възраженията на дружествата по отношение на разходите за емисии, които те считат, че трябва да бъдат включвани за прогнозен период. Работната група не приема този подход и прилага по-консервативен: на база реално закупени емисии за календарната 2016 г. по средната цена. Има възражения предимно срещу таксите, които се внасят във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Очевидно е, че те не са уважени поради законово основание. Възраженията на НЕК ЕАД и Гражданско движение „ДНЕС“ са мотивирано отхвърлени. Г-жа Цветанка Илиева поставя близо 20 въпроса, които са свързани с „Топлофикация София“ ЕАД. 98% от поставените въпроси са риторични, но е отговорено на всички с оглед на това, че работната група и Комисията считат, че достъпът до тази информация трябва да бъде публичен и мотивирано да се отговори на всеки възразил срещу параметър от цените. Цените, които са се получили в резултат на тези частично отразени възражения са в проекта на решение.

И. Иванов прочете проекта на решение, отбелязвайки само най-важното като цена на отделните дружества:

*1. На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 и чл. 37 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 2, ал. 2, т. 1, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 49, ал. 1 и чл. 56 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“, приети с решение по Протокол № 95 от 25.05.2015 г., т. 8 на Комисията, считано от 01.07.2017 г.,*

утвърждава пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, както следва:

1. На „Топлофикация София“ ЕАД:

1.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 147,03 лв./MWh.

1.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 79,98 лв./MWh.

(За всяко от дружествата са изброени и ценообразуващите елементи и съответните им стойности).

2. На „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив:

2.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 151,02 лв./MWh.

2.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 82,91 лв./MWh

3. На „Топлофикация Плевен“ ЕАД:

3.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 166,36 лв./MWh.

3.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 66,48 лв./MWh.

3.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 55,99 лв./MWh

4. На „Топлофикация Бургас“ ЕАД:

4.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 152,36 лв./MWh.

4.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 57,06 лв./MWh

5. На „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД:

5.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 175,94 лв./MWh.

5.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 79,89 лв./MWh.

6. На „Топлофикация Враца“ ЕАД:

6.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 178,40 лв./MWh.

6.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 75,50 лв./MWh.

7. На „Топлофикация ВТ“ АД, гр. Велико Търново:

7.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 191,51 лв./MWh.

7.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 86,81 лв./MWh.

8. На „Топлофикация-Разград“ ЕАД:

8.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 159,54 лв./MWh.

8.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 73,96 лв./MWh.

9. На „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив:

9.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 235,39 лв./MWh.

9.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 68,75 лв./MWh.

10. На „Овергаз мрежи“ АД (ЛОЦ Овча купел):

10.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 255,91 лв./MWh.

10.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 104,45 лв./MWh

11. На „Топлофикация Русе“ ЕАД:

11.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 149,34 лв./MWh.

11.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 77,41 лв./MWh.

11.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 93,60 лв./MWh.

12. На „Топлофикация Перник“ АД:

12.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 134,02 лв./MWh.

12.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 66,34 лв./MWh.

12.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 37,13 лв./MWh.

13. На „Топлофикация Сливен“ ЕАД:

13.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 149,38 лв./MWh.

13.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 75,63 лв./MWh.

13.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 75,93 лв./MWh.

14. На „Топлофикация Габрово“ ЕАД:

14.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 221,62 лв./MWh.

14.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 89,25 лв./MWh.

15. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД:

15.1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС – 40,39 лв./MWh.

16. На „КОГРИЙН“ ООД, гр. Първомай:

16.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 161,13 лв./MWh.

16.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 78,57 лв./MWh.

17. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“:

17.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 147,67 лв./MWh.

18. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“:

18.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 148,93 лв./MWh.

19. На „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“:

19.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 186,04 лв./MWh.

20. На „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД:

20.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 192,61 лв./MWh.

21. На „3-Пауър“ ООД:

21.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 134,23 лв./MWh.

21.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 62,07 лв./MWh.

И. Иванов каза, че се надява, че работната група следи произнасянето на отделните стойности и продължи с представянето на цените за останалите дружества:

22. На ЧЗП „Румяна Величкова“:

22.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 129,42 лв./MWh.

23. На „Алт Ко“ АД:

23.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 148,47 лв./MWh.

24. На „Брикел“ ЕАД:

24.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 141,37 лв./MWh.

24.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 66,82 лв./MWh

25. На „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД:

25.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 151,01 лв./MWh.

25.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 69,24 лв./MWh.

26. На „Декотекс“ АД:

26.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 138,15 лв./MWh.

26.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 69,69 лв./MWh.

26.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 75,89 лв./MWh.

27. На „Зебра“ АД:

27.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 123,58 лв./MWh.

27.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 71,41 лв./MWh.

27.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 71,15 лв./MWh.

28. На „Белла България“ АД:

28.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 140,64 лв./MWh.

29. На „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД:

29.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 136,27 лв./MWh.

30. На „Овердрайв“ АД:

30.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 294,25 лв./MWh.

31. На „МБАЛ – Търговище“ АД:

31.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 278,05 лв./MWh.

32. На УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора:

32.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 220,68 лв./MWh.

II. На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 11 и чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 3 и от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия и Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“, приети с решение по Протокол № 95 от 25.05.2015 г., т. 8 на Комисията, считано от 01.07.2017 г., утвърждава цени за присъединяване към топлопреносната мрежа на „Топлофикация София“ ЕАД. (Цените се променят в зависимост от проектната мощност – от 856 лв. за мощност до 100 kW до 1929 лв. за мощност над 2000 kW).

III. На основание чл. 27, ал. 2, т. 6 от Административнопроцесуалния кодекс, във връзка с чл. 30, ал. 4 от Закона за енергетиката и § 2 от Закона за допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 51 от 2017 г.,

1. Прекратява административното производство, образувано по заявление с от 31.03.2017 г., подадено от „ТЕЦ Свищов“ АД, за определяне на преференциална цена на електрическа енергия и утвърждаване на еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара.

2. Прекратява административното производство, образувано по заявление с от 31.03.2017 г., подадено от „Видахим“ АД, за определяне на преференциална цена на електрическа енергия и утвърждаване на еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара.

Решението подлежи на обжалване пред Административен съд София - град в 14 (четирнадесет) дневен срок.

И. Иванов обобщил, че е представил цената на електрическата енергия и на топлинната енергия (според топлоносителя) за всяко едно от дружествата. Останалите параметри са в пълния текст на решението.

Р. Осман каза, че в началото на проекта са посочени методите на Комисията, които са приети с протоколно решение през 2012 г. Посочва се и правната рамка: Наредбата от 2014 г. и закона. Р. Осман обърна внимание, че през 2015 г. или 2016 г. е провел много кратък разговор с г-н И. Александров дали това са най-ефективните методи. Този общ коментар се прави, защото ще бъде добре Комисията да извърши сериозен преглед това ли са най-обективните методи, които трябва да се прилагат. Р. Осман допълни, че са изминали две години от избирането на членовете на Комисията от Народното събрание, но все още има задръжки, че тези методи са най-обективни. Субективизмът при тях



винаги е по-висок. Това не е упрек към доклада, а говорене по принцип, за да остане в протокола и след известно време експертите да направят проучване дали това са обективните методи. Те са приети през 2012 г., а този състав на Комисията е от 02.04.2015 г. Указанията са приети по предложение на работна група, преди този състав на КЕВР да положи клетва. Реално те са приети от предишния състав на Комисията, но са утвърдени от сегашния. Този протокол от закритото заседание трябва да бъде качен на интернет страницата на КЕВР. Това е важен протокол и неговото непубликуване е техническа грешка. Той е особено важен относно т. 8, когато се разглеждат Указанията. Комисията трябва да направи този преглед. Р. Осман каза, че миналата година по това време е повдигнал въпрос относно разходите, които се одобряват от Комисията за когенераторите. Тогава се е оказало, че има монополизъм и една единствена фирма поема поддръжката на определени двигатели. Залагат се договори, които са прекалено високи. В единия случай (за „Оранжерии Гимел“ АД) са посочени 15 евро на час. След това за „Оранжерии Гимел II“ ЕООД са посочени 18 евро на час. Тава са 36 лв. При „Алт Ко“ АД са 24 лв. Комисията е задължена да направи проучване. Р. Осман каза, че повдига този въпрос, защото е негово задължение и това трябва да остане в протокола. Този въпрос вече е повдиган преди една година и през това време не е получен отговор. Комисията е задължена да проучи какво се прави в различните страни и дали е възможно други фирми да поемат разходите. Този проблем трябва да бъде проучен, ако става въпрос само за една фирма. Тази фирма може да направи разходната част за поддръжката на тези двигатели максимално висока. Ако за база се използва само договорът, който се показва, излиза, че Комисията е само регистратор. Р. Осман каза, че не желае да бъде регистратор, но в случая това е факт и допълни, че не е против предложените проекти, но трябва да се направи проучване относно тези забележки. Необходимо е председателят да организира проучване, което да бъде специално за поддръжката на тези двигатели. Работната група трябва да направи проучване. Р. Осман обърна внимание, че той вече е извършил собствено проучване и миналата година е предложил на председателя КЕВР да се обърне до Народното събрание. Там има група от студенти, които са на стаж в институцията и те проучват цялата нормативна база по определена тема, когато това бъде възложено от парламентарна комисия. За това нещо не се заплащат пари. Тогава ще отпаднат всякакви съмнения. Р. Осман каза, че в този случай има съмнения, които са във връзка с високия разход от 18 евро на час за поддръжка на двигателите.

И. Иванов каза на П. Младеновски да подготви писмо до председателя на Народното събрание с тема: *Сравнителен анализ на използваните методи в рамките на Европейския съюз при определяне цените на електрическата и топлинната енергия, които са от производство при комбиниран цикъл*. Може да се направи анализ и извън страните от Европейския съюз. Да се представи заповед за работна група, която да проучи по какъв начин е избрана тази единствена фирма за поддържане на когенераторите, които са използвани в оранжерии, обект на регулиране от Комисията за енергийно и водно регулиране. Трябва да се провери дали са проведени търгове, кои са участниците и т. н., за да се види дали действително са спазени всички изисквания на добрата практика при наемане на външна фирма за извършване на определени услуги.

Р. Осман обърна внимание, че по тази логика Комисията няма никакви основания да откаже на ТЕЦ-вете, когато те използват точно определен вид транспорт и точно определен вид гориво. При оранжерии точно определена фирма поддържа двигателите. Тези неща са свързани.

П. Младеновски запита дали писмото до Народното събрание трябва да бъде относно методите за регулиране.

И. Иванов потвърди, че писмото трябва да бъде относно методите за регулиране.

П. Младеновски каза, че има график за изготвянето на Наредба за регулиране на цените и в момента той прави такова проучване.

И. Иванов каза, че това е добре, защото резултатите ще могат да бъдат съпоставени и допълни, че е използвал тази възможност по различни въпроси: сравнителен анализ за

имунитета на народните представители в страните от Европейския съюз, процедурите за научните степени и звания и др. Р. Осман също е ползвал тази група в Народното събрание като председател на Комисията по регионална политика. Това действително са качествени студенти. Тази програма е финансирана от Германия и изследванията наистина са много полезни и са безплатни.

П. Младеновски каза, че писмото до Народното събрание ще бъде съгласувано с председателя на КЕВР и с Р. Осман.

От страна на членовете на Комисията нямаше други въпроси и коментари относно проекта на решение.

Предвид гореизложеното,

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

**I. На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 и чл. 37 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 2, ал. 2, т. 1, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 49, ал. 1 и чл. 56 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала”, приети с решение по Протокол № 95 от 25.05.2015 г., т. 8 на Комисията, считано от 01.07.2017 г., утвърждава пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала”, както следва:**

#### **1. На „Топлофикация София“ ЕАД:**

- 1.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 147,03 лв./MWh, в т. ч.:
  - индивидуални разходи за единица енергия – 109,03 лв./MWh
  - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh
- 1.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 79,98 лв./MWh
- 1.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 77,56 лв./MWh
- 1.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1.1, т. 1.2 и т. 1.3:
  - Необходими годишни приходи – 422 644 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 404 031 хил. лв., от които условно-постоянни – 104 767 хил. лв. и променливи – 299 264 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 425 939 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 4,37%
  - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 746 910 MWh, в т. ч.:
    - Към НЕК ЕАД - 720 238 MWh
    - Към ЕРД - 26 672 MWh
  - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 911 393 MWh

#### **2. На „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив:**

- 2.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 151,02 лв./MWh, в т. ч.:  
- индивидуални разходи за единица енергия – 113,02 лв./MWh  
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh
- 2.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 82,91 лв./MWh
- 2.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода без ДДС за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 81,91 лв./MWh
- 2.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 2.1, т. 2.2 и т. 2.3:
- Необходими годишни приходи – 63 855 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 53 447 хил. лв., от които условно-постоянни – 19 221 хил. лв. и променливи – 34 226 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 149 327 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 6,97%
  - Електрическа енергия – 295 050 MWh, в т. ч.:
    - от високоефективно комбинирано производство – 280 307 MWh
    - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 14 743 MWh
  - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 232 750 MWh

### **3. На „Топлофикация Плевен“ ЕАД:**

- 3.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 166,36 лв./MWh, в т. ч.:  
- индивидуални разходи за единица енергия – 128,36 лв./MWh  
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh
- 3.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 66,48 лв./MWh
- 3.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 55,99 лв./MWh
- 3.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 3.1, т. 3.2 и т. 3.3:
- Необходими годишни приходи – 62 850 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 60 210 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 740 хил. лв. и променливи – 45 470 хил. лв.;
    - Регулаторна база на активите – 42 706 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 6,18%
  - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 284 000 MWh
    - Към НЕК ЕАД - 227 800 MWh
    - Към ЕРД - 56 200 MWh
  - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 201 700 MWh
  - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 39 220 MWh

### **4. На „Топлофикация Бургас“ ЕАД:**

- 4.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 152,36 лв./MWh, в т. ч.:  
- индивидуални разходи за единица енергия – 114,36 лв./MWh  
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh
- 4.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 57,06 лв./MWh
- 4.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 4.1 и т. 4.2:
- Необходими годишни приходи – 24 509 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 23 275 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 873 хил. лв. и променливи – 17 402 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 16 476 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 7,49%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 107 383 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 142 817 MWh

## **5. На „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД:**

5.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 175,94 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 137,94 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh

5.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 79,89 лв./MWh

5.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 5.1 и т. 5.2:

- Необходими годишни приходи – 16 265 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 14 869 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 972 хил. лв. и променливи – 8 897 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 27 489 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,08%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 64 556 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 61 428 MWh

## **6. На „Топлофикация Враца“ ЕАД:**

6.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 178,40 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 140,40 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh

6.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 75,50 лв./MWh

6.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 6.1. и т. 6.2:

- Необходими годишни приходи – 16 086 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 15 268 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 352 хил. лв. и променливи – 9 916 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 11 831 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,91%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 996 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 80 746 MWh

## **7. На „Топлофикация ВТ“ АД, гр. Велико Търново:**

7.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 191,51 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 145,51 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 46,00 лв./MWh

7.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 86,81 лв./MWh

7.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 7.1 и т. 7.2:

- Необходими годишни приходи – 6 102 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 028 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 463 хил. лв. и променливи – 4 565 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 626 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,55%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 100 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 19 200 MWh

## **8. На „Топлофикация-Разград“ ЕАД:**

8.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 159,54 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 121,54 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh

8.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 73,96 лв./MWh

8.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 8.1 и т.8.2:

- Необходими годишни приходи – 4 503 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 326 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 517 хил. лв. и променливи – 2 809 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 3 209 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,52%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 16 300 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 25 720 MWh

## **9. На „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив:**

9.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 235,39 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 197,39 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh

9.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 68,75 лв./MWh

9.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 9.1 и т. 9.2:

- Необходими годишни приходи – 575 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 540 хил. лв., от които условно-постоянни – 294 хил. лв. и променливи – 246 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 772 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 836 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 2 084 MWh

## **10. На „Овергаз мрежи“ АД (ЛЮЦ Овча купел):**

10.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 255,91 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 209,91 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 46,00 лв./MWh

10.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 104,45 лв./MWh

10.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 10.1 и т.10.2:

- Необходими годишни приходи – 456 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 398 хил. лв., от които условно-постоянни – 191 хил. лв. и променливи 207 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 751 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 095 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 685 MWh

## **11. На „Топлофикация Русе“ ЕАД:**

11.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 149,34 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 139,34 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh

11.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 77,41 лв./MWh

11.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 93,60 лв./MWh

11.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 11.1, т. 11.2 и т. 11.3:

- Необходими годишни приходи – 55 595 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 52 612 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 485 хил. лв. и променливи – 38 128 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 39 348 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,58%
- Електрическа енергия – 215 066 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 190 600 MWh
    - Към НЕК ЕАД - 180 000 MWh
    - Към ЕРД - 10 600 MWh
  - от некомбинирано производство – 24 466 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 14 885 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 287 204 MWh

Цена на въглицата – 176,82 лв./t при калоричност 5 900 kcal/kg

## **12. На „Топлофикация Перник“ АД:**

12.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 134,02 лв./MWh, в т. ч.:  
- индивидуални разходи за единица енергия – 124,02 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh

12.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 66,34 лв./MWh

12.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 37,13 лв./MWh

12.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 12.1, т. 12.2 и т. 12.3:

- Необходими годишни приходи – 59 949 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 54 124 хил. лв., от които условно-постоянни – 17 965 хил. лв. и променливи – 36 159 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 60 477 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,23%
- Електрическа енергия - 229 138 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 216 818 MWh
  - Към НЕК ЕАД- 172 518 MWh
  - Към ЕРД - 44 300 MWh
  - -невисокоефективно комбинирано производство – 12 320 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 228 700 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 378 940 MWh

Цена на въглицата – 50,91 лв./t при калоричност – 2 318 kcal/kg

## **13. На „Топлофикация Сливен“ ЕАД:**

13.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 149,38 лв./MWh, в т. ч.:  
- индивидуални разходи за единица енергия – 139,38 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh

13.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 75,63 лв./MWh

13.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 75,93 лв./MWh

13.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 13.1, т. 13.2 и т. 13.3:

- Необходими годишни приходи – 32 529 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 31 168 хил. лв., от които условно-постоянни – 8 981 хил. лв. и

променливи – 22 187 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 17 288 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 7,87%

- Електрическа енергия – 124 943 MWh

- от високоефективно комбинирано производство – 97 336 MWh

- от невисокоефективно производство – 27 607 MWh

- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 98 347 MWh

- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 113 500 MWh

Цена на въглицата – 109,94 лв./t при калоричност – 3 886 kcal/kg

#### **14. На „Топлофикация Габрово“ ЕАД:**

14.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 221,62 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 211,62 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh

14.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 89,25 лв./MWh

14.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 14.1 и т. 14.2:

- Необходими годишни приходи – 4 467 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 4 363 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 312 хил. лв. и променливи – 3 051 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 1 347 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 7,78%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 050 MWh

- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 32 550 MWh

Цена на въглицата – 132,67 лв./t при калоричност – 4 000 kcal/kg.

Цена на биомасата – 89,69 лв./t при калоричност – 2 460 kcal/kg

#### **15. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД:**

15.1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 40,39 лв./MWh

15.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 15.1:

- Необходими годишни приходи – 3 338 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 3 295 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 245 хил. лв. и променливи – 50 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 6 800 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 0,63%

- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 82 650 MWh

#### **16. На „КОГРИЙН“ ООД, гр. Първомай:**

16.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 161,13 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 153,13 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

16.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 78,57 лв./MWh

16.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 16.1 и т. 16.2:

- Необходими годишни приходи – 7 650 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 7 163 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 136 хил. лв. и променливи – 4 027 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 10 564 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 4,61%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 30 750 MWh, в т. ч.:

- Към НЕК ЕАД - 28 580 MWh
- Към други - 2 170 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh

#### **17. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“:**

17.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 147,67 лв./MWh, в т. ч.:  
- индивидуални разходи за единица енергия – 139,67 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

17.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 17.1:

- Необходими годишни приходи – 3 806 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 475 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 205 хил. лв. и променливи – 2 271 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 7 016 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,72%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 18 620 MWh

#### **18. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“:**

18.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 148,93 лв./MWh, в т. ч.:  
- индивидуални разходи за единица енергия – 140,93 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

18.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 18.1:

- Необходими годишни приходи – 5 074 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 525 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 519 хил. лв. и променливи – 3 005 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 9 154 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,00%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 24 870 MWh

#### **19. На „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“:**

19.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 186,04 лв./MWh, в т. ч.:  
- индивидуални разходи за единица енергия – 178,04 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

19.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 19.1:

- Необходими годишни приходи – 2 070 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 813 хил. лв., от които условно-постоянни – 848 хил. лв. и променливи – 965 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 5 636 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,55%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 986 MWh

#### **20. На „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД:**

20.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 192,61 лв./MWh, в т. ч.:  
- индивидуални разходи за единица енергия – 184,61 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

20.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 20.1:

- Необходими годишни приходи – 2 898 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 770 хил. лв., от които условно-постоянни – 838 хил. лв. и променливи – 1 932 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 386 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,76%



- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 670 MWh

## **21. На „3-Пауър“ ООД:**

21.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 134,23 лв./MWh, в т. ч.:  
- индивидуални разходи за единица енергия – 126,23 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

21.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 62,07 лв./MWh

21.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 21.1 и т. 21.2:

- Необходими годишни приходи – 2 757 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 680 хил. лв., от които условно-постоянни – 730 хил. лв. и променливи – 1 950 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 522 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,09%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 13 911 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 14 340 MWh

## **22. На ЧЗП „Румяна Величкова“:**

22.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 129,42 лв./MWh, в т. ч.:  
- индивидуални разходи за единица енергия – 121,42 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

22.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 22.1:

- Необходими годишни приходи – 1 510 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 444 хил. лв., от които условно-постоянни – 373 хил. лв. и променливи – 1 071 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 855 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 400 MWh

## **23. На „Алт Ко“ АД:**

23.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 148,47 лв./MWh, в т. ч.:  
- индивидуални разходи за единица енергия – 140,47 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

23.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 23.1:

- Необходими годишни приходи – 1 673 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 526 хил. лв., от които условно-постоянни – 699 хил. лв. и променливи – 827 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 897 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 257 MWh, в т. ч. собственото потребление – 133 MWh

## **24. На „Брикел“ ЕАД:**

24.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 141,37 лв./MWh, в т. ч.:  
- индивидуални разходи за единица енергия – 141,36 лв./MWh

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

24.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 66,82 лв./MWh

24.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 24.1 и т. 24.2:

- Необходими годишни приходи – 140 046 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 133 646 хил. лв., от които условно-постоянни – 31 879 хил. лв. и променливи – 101 766 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 93 157 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,87%
  - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 509 255 MWh, в т. ч. собственото потребление – 29 200 MWh
  - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 13 106 MWh
- Цена на въглищата – 85,25 лв./t при калоричност 2 458 kcal/kg

## **25. На „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД:**

25.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 151,01 лв./MWh, в т. ч.:  
- индивидуални разходи за единица енергия – 151,00 лв./MWh

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

25.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 69,24 лв./MWh

25.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 25.1 и т. 25.2:

- Необходими годишни приходи – 9 578 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 8 949 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 169 хил. лв. и променливи – 5 780 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 8 090 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,77%
- Електрическа енергия – 7 163 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 1 510 MWh
  - от нисокоефективно комбинирано производство – 5 653 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 122 710 MWh

Цена на въглищата - 179,56 лв./t при калоричност – 5 224 kcal/kg

## **26. На „Декотекс“ АД:**

26.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 138,15 лв./MWh, в т. ч.:  
- индивидуални разходи за единица енергия – 138,14 лв./MWh;

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

26.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 69,69 лв./MWh

26.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 75,89 лв./MWh

26.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 26.1, т. 26.2 и т. 26.3:

- Необходими годишни приходи – 2 724 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 505 хил. лв., от които условно-постоянни – 823 хил. лв. и променливи – 1 682 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 821 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 12 140 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 8 025 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 429 MWh

## **27. На „Зебра“ АД:**

27.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 123,58 лв./MWh, в т. ч.:  
- индивидуални разходи за единица енергия – 123,57 лв./MWh

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

27.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 71,41 лв./MWh

27.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС)

71,15 лв./MWh

27.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 27.1, т. 27.2 и т. 27.3:

- Необходими годишни приходи – 1 335 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 124 хил. лв., от които условно-постоянни – 338 хил. лв. и променливи – 786 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 823 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,48%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 644

MWh

- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 5 240 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 700 MWh

## **28. На „Белла България“ АД:**

28.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 140,64 лв./MWh, в т. ч.:  
- индивидуални разходи за единица енергия – 140,63 лв./MWh

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

28.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 28.1:

- Необходими годишни приходи – 1 791 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 734 хил. лв., от които условно-постоянни – 807 хил. лв. и променливи – 927 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 869 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,60%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 182

MWh

## **29. На „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД:**

29.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 136,27 лв./MWh, в т. ч.:  
- индивидуални разходи за единица енергия – 136,26 лв./MWh

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

29.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 29.1:

- Необходими годишни приходи – 1 052 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 925 хил. лв., от които условно-постоянни – 378 хил. лв. и променливи 547 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 1 773 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,18%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 614

MWh

## **30. На „Овердрайв“ АД:**

30.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 294,25 лв./MWh, в т. ч.:  
- индивидуални разходи за единица енергия – 294,24 лв./MWh

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

30.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 30.1:

- Необходими годишни приходи – 475 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 447 хил. лв., от които условно-постоянни – 246 хил. лв. и променливи – 201 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 350 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 000

MWh

## **31. На „МБАЛ – Търговище“ АД:**

31.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 278,05 лв./MWh, в т. ч.:  
 - индивидуални разходи за единица енергия – 278,04 лв./MWh  
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh

31.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 31.1:

- Необходими годишни приходи – 213 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 205 хил. лв., от които условно-постоянни – 126 хил. лв. и променливи – 79 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 107 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 295 MWh, в т. ч. собственото потребление – 170 MWh

### **32. На УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора:**

32.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 220,68 лв./MWh, в т. ч.:  
 - индивидуални разходи за единица енергия – 220,67 лв./MWh  
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh

32.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 32.1:

- Необходими годишни приходи – 378 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 352 хил. лв., от които условно-постоянни – 162 хил. лв. и променливи 190 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 337 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 922 MWh

**II. На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 11 и чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 3 и от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия и Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“, приети с решение по Протокол № 95 от 25.05.2015 г., т. 8 на Комисията, считано от 01.07.2017 г., утвърждава цени за присъединяване към топлопреносната мрежа, както следва:**

### **На „Топлофикация София“ ЕАД**

| Наименование                  | ЦЕНИ (лв. без ДДС) |               |                 |                 |                 |                 |                 |
|-------------------------------|--------------------|---------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|                               | 100 kW             | 300 kW        | 600 kW          | 1000 kW         | 1500 kW         | 2000 kW         | >2000 kW        |
| Проектна мощност на АС        |                    |               |                 |                 |                 |                 |                 |
| <b>Цени за присъединяване</b> | <b>856,00</b>      | <b>943,00</b> | <b>1 080,00</b> | <b>1 254,00</b> | <b>1 479,00</b> | <b>1 704,00</b> | <b>1 929,00</b> |

**III. На основание чл. 27, ал. 2, т. 6 от Административнопроцесуалния кодекс, във връзка с чл. 30, ал. 4 от Закона за енергетиката и § 2 от Закона за допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 51 от 2017 г.,**

1. Прекратява административното производство, образувано по заявление с вх. № Е-14-38-5 от 31.03.2017 г., подадено от „ТЕЦ Свищов“ АД, за определяне на преференциална цена на електрическа енергия и утвърждаване на еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара.

2. Прекратява административното производство, образувано по заявление с вх. № Е-14-35-7 от 31.03.2017 г., подадено от „Видахим“ АД, за определяне на преференциална цена на електрическа енергия и утвърждаване на еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара.

В заседанието по **точка трета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимирев, Георги Златев, Евгения Харитоновна.

Решението е взето с **шест гласа „за“**, от които **четири гласа** (Александър

Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.4.** Комисията, след като разгледа доклад с вх. № Е-Дк-310 от 26.05.2017 г. относно **определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители, и събраните данни и доказателства след проведеното на 06.06.2017 г. открито заседание, установи следното:**

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) определя разполагаемостта за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители. По този начин се гарантират количествата електрическа енергия, необходими на крайните снабдители за снабдяване по регулирани цени на обекти на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниво ниско напрежение, когато тези клиенти не се снабдяват от друг доставчик (чл. 93а, ал. 2 от ЗЕ). В тази връзка по силата на чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 5, т. 6 и т. 9 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежат: цените, по които производителите в рамките на определената им от Комисията разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ продават електрическа енергия на обществения доставчик; цените, по които общественият доставчик продава електрическа енергия на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за покриване на технологичните разходи по преноса; цените, по които общественият доставчик продава на крайните снабдители изкупената на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ електрическа енергия; цените, по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа, на ниво ниско напрежение.

Съгласно чл. 93а, ал. 1 от ЗЕ общественият доставчик „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД), изкупува електрическата енергия от производители, присъединени към електропреносната мрежа, по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия, както и тази, произведена от възобновяеми източници, от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и количеството електрическа енергия, определено по реда на чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ.

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

Общественият доставчик е длъжен да осигурява електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по пренос, на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи (чл. 97, ал. 1, т. 1 от ЗЕ).

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

С оглед на това, че определяната по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ на производителите разполагаемост за производство на електрическа енергия е обвързана с цените, по които общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители и на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за покриване на технологичните разходи по преноса, както и с цените, по които крайните снабдители продават електрическа енергия на крайни клиенти, периодът, за който следва да бъде определена разполагаемостта, следва да съответства на ценовия период на тези цени – 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. количества електрическа енергия за технологични разходи и за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с вх. № Е-13-01-39 от 31.03.2017 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, вх. № Е-13-41-39 от 31.03.2017 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, вх. № Е-13-62-25#2 от 31.03.2017 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, вх. № Е-13-47-12#2 от 31.03.2017 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-48-31 от 31.03.2017 г. от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД с ново наименование „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2017 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-45-30 от 31.03.2017 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, вх. № Е-13-46-13 от 31.03.2017 г. и с допълнително писмо с вх. № Е-13-46-16 от 13.04.2017 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-9 от 31.03.2017 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-8 от 31.03.2017 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и вх. № Е-13-17-4 от 30.03.2017 г. от „СЕНТРАЛ ХИДРОЕЛЕКТРИК ДЪО БУЛГАРИ“ ЕООД. Използвана е и информация, постъпила с допълнителни писма с вх. № Е-13-09-7 от 30.03.2017 г. от „ЕРП Златни Пясъци“ АД и с вх. № Е-13-77-4 от 29.03.2017 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД.

Резултатите от извършения анализ на постъпилата информация са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-310 от 26.05.2017 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 112 от 31.05.2017 г., т. 2. Съгласно чл. 13, ал. 5, т. 3 от ЗЕ на 06.06.2017 г. е проведено открито заседание за обсъждане на доклада. В тази връзка в КЕВР са постъпили становища с вх. № Е-13-01-54 от 08.06.2017 г. и вх. № Е-13-01-58 от 21.06.2017 г. от НЕК ЕАД и с вх. № Е-04-37-7 от 19.06.2017 г. от Асоциация свободен енергиен пазар (АСЕП).

В своето становище НЕК ЕАД е посочило, че заявления от електроразпределителните дружества прогнозни количества електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по преноса и разпределението са занижени с 326 000 MWh или с 11% спрямо отчета за 2016 г., което създава риск за обществения доставчик от вероятността през регулаторния период да възникне необходимост от доставка на по-големи количества електрическа енергия, които при формирането на цените не са предвидени за компенсация от цената за задължения към обществото.

Според дружеството съществува реален риск от невъзможност за реализиране на прогнозираното количество електрическа енергия на свободния пазар, тъй като за първите десет месеца от текущия регулаторен период от определените за реализация количества електрическа енергия в размер на 5 496 640 MWh са реализирани едва 1 275 044 MWh, което представлява 23,3% от предвиденото за дванадесет месеца и 9% от общите продажби.

Общественият доставчик отбелязва, че съществува голяма вероятност електрическата енергия от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство да не се реализира на пазара по двустранни договори, поради разликата в товаровия профил на този тип производство от товаровия профил на потреблението. В резултат на невъзможността да се реализира тази енергия на пазара, при ограничението на цената и при модулацията, неотговаряща на профилите на потребление на свободния пазар, ще възникнат допълнителни разходи за дружеството, неотчетени при ценообразуването, задълбочаващи загубата на НЕК ЕАД.

Комисията приема горните възражения за неоснователни, предвид следното:

Определянето на разполагаемостта за производство на електрическа енергия по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ се основава на предоставените за 12-месечен ценови период прогнозни количества електрическа енергия, необходими на крайните снабдители, операторите на електроразпределителните мрежи и оператора на електропреносната мрежа. По отношение на заявените от електроразпределителните дружества прогнозни количества електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по преноса и разпределението, следва да се има предвид, че КЕВР се съобразява с прогнозите на мрежовите оператори, тъй като предвид спецификата на тяхната дейност, те разполагат с пълния обем от данни необходими за прогнозиране на товарите в техните мрежи и съответно на количеството електрическа енергия за покриване на технологичните разходи. Неоснователни са твърденията на обществения доставчик, че при необходимост от доставка на по-големи количества електрическа енергия, които при формирането на цените не са предвидени за компенсация от цената за задължения към обществото, тъй като определената цена за електрическата енергия за технологични разходи е сходна с прогнозната средна пазарна цена, използвана при утвърждаването на цената за задължения към обществото.

Във връзка с изложените от дружеството аргументи, че съществува риск от невъзможност за реализиране на прогнозното количество електрическа енергия на свободния пазар, следва да се има предвид, че първите десет месеца от настоящия регулаторен период, към които реферира НЕК ЕАД, се характеризират с по-високо потребление спрямо прогнозното и по-ниско производство от собствени водоелектрически централи и на производители от възобновяеми източници (ВИ) и от високоефективно комбинирано производство (ВЕКП), което налага по-голямата част от изкупуваната електрическа енергия да се реализира на регулирания пазар. По отношение на твърденията за вероятност електрическата енергия от ВИ и ВЕКП да не се реализира на пазара по двустранни договори, следва да се отбележи факта, че дружеството е регистриран участник на пазара „ден напред“, където има възможност да реализира произведената и/или изкупената електрическа енергия, както и да изкупува електрическа енергия от производители с разнообразен профил, която би могла да се миксира по начин, който да съответства на профила на потребление на свободния пазар.

В своето становище АСЕП обръща внимание на размера на определената разполагаемост на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за регулирания сегмент, съответстваща на 3 100 527 MWh нетна електрическа енергия и излага аргументи, че поради увеличена продължителност на престойте на ядрените енергийни блокове за планов годишен ремонт и налагането на централата на задължения за производство и продажба към регулирания сегмент по време на ремонтите, ще се намали възможността ѝ да участва на свободния пазар. Според АСЕП това ще доведе до повишаване на цената на пазара по сводно договорени цени. В тази връзка асоциацията счита, че с цел недопускане на изкривяване на пазара на електрическа енергия по време на престойте за планови годишни ремонти на блоковете на АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, разпределението на определената разполагаемост на атомната централа по месеци следва да е съобразено с ремонтните графици.

АСЕП отбелязва, че КЕВР не е отчела искането на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, технологичните разходи да бъдат изключени от обхвата на задълженията на централата към регулирания пазар за следващия ценови период, тъй като дружеството няма отношение към формирането им, като е необходимо количествата електрическа енергия за технологични разходи да се осигуряват от БНЕБ ЕАД или по двустранни договори по свободно договорени цени, като се диверсифицират и доставчиците на тази енергия.

Комисията счита горните възражения за неоснователни, предвид следното: Увеличената прогнозна сумарна продължителност на плановите годишни престои на блокове 5 и 6 на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е съобразена с утвърдената разполагаемост за производство на електрическа енергия за периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., като е намалена с около 16% спрямо утвърдената такава за предходния регулаторен период. Следва да се има предвид, че Комисията утвърждава годишна разполагаемост по чл. 21,

ал. 1, т. 21 от ЗЕ, а месечното разпределение се договаря между обществения доставчик и производителите в договорите по чл. 11, т. 4. във връзка с чл. 15, ал. 2, т. 1 и чл. 78, ал. 2 от Правилата за търговия с електрическа енергия.

Относно твърденията на АСЕП, че е необходимо количествата електрическа енергия за технологични разходи да се осигуряват от БНЕБ ЕАД или по двустранни договори по свободно договорени цени, като се диверсифицират и доставчиците на тази енергия, следва да се има предвид, че към настоящия момент съгласно чл. 97, ал. 1, т. 1 от ЗЕ сделките за продажбата на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи за пренос и разпределение на електрическа енергия се сключват между обществения доставчик и мрежовите оператори по регулирани цени.

Въз основа на гореизложеното Комисията приема за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. прогнозни количества електрическа енергия, които общественият доставчик ще продава за покриване на потреблението на крайните снабдители, без включени количества за обмен със съседни електроразпределителни дружества и за технологични разходи по електропреносната и електроразпределителните мрежи, посочени в Таблица 1.

Таблица 1

| Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители и за технологични разходи по електропреносната и електроразпределителните мрежи |                                                     |            |                   |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|------------|-------------------|
| <b>A</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                       | <b>Крайни снабдители, в т.ч.:</b>                   | <b>MWh</b> | <b>12 250 506</b> |
| 1                                                                                                                                                                                                                                                                                              | „ЧЕЗ Електро България“ АД                           | MWh        | 4 786 337         |
| 2                                                                                                                                                                                                                                                                                              | „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД                | MWh        | 4 291 964         |
| 3                                                                                                                                                                                                                                                                                              | „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД                            | MWh        | 3 150 200         |
| 4                                                                                                                                                                                                                                                                                              | „ЕСП Златни пясъци“ ООД                             | MWh        | 22 005            |
| <b>Б</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                       | <b>Електроразпределителни дружества, в т.ч.:</b>    | <b>MWh</b> | <b>2 709 339</b>  |
| 1                                                                                                                                                                                                                                                                                              | „ЧЕЗ Разпределение България“ АД                     | MWh        | 1 214 866         |
| 2                                                                                                                                                                                                                                                                                              | „Електроразпределение Юг“ ЕАД                       | MWh        | 803 192           |
| 3                                                                                                                                                                                                                                                                                              | „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД                               | MWh        | 647 881           |
| 4                                                                                                                                                                                                                                                                                              | „ЕРП Златни пясъци“ АД                              | MWh        | 3 300             |
| 5                                                                                                                                                                                                                                                                                              | ДП „Национална компания железопътна инфраструктура“ | MWh        | 40 100            |
| <b>В</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                       | <b>Електропреносно дружество</b>                    | <b>MWh</b> | <b>888 700</b>    |
| 1                                                                                                                                                                                                                                                                                              | „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД             | MWh        | 888 700           |

Въз основа на извършен анализ на информацията относно прогнозната структура на производството и потреблението на електрическа енергия за новия ценови период е извършен анализ на гореописаните данни, подадени от енергийните предприятия. В тази връзка, установеното необходимо количество електрическа енергия за покриване нуждите от енергия в страната е в размер на 33 301 348 MWh, от които 12 250 506 MWh за крайни клиенти на регулиран пазар, 3 598 039 MWh за технологични разходи по преноса и разпределението на електрическа енергия и 17 452 803 MWh за свободен пазар, вкл. доставчиците от последна инстанция.

При извършване на оценката на производствените мощности, които трябва да се включат в разполагаемостта за производство на електрическа енергия, се вземат предвид товарният профил на клиентите на регулирания пазар, както и типът и техническата възможност за диспечирание на агрегатите. С оглед модулиране на товарите на регулирания пазар са определени количества електрическа енергия от 913 231 MWh на ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД. Оставащата квота от 4 000 630 MWh е разпределена между „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 3 100 527 MWh и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД – 900 103 MWh.

Промените в структурата на потребление на електрическа енергия на регулирания пазар ограничават възможностите за участие на всички производители на регулирания



пазар. Съгласно изискванията на чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ Комисията следва да осигури условия за развитие на конкурентни и добре функциониращи регионални пазари в рамките на Европейския съюз, предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар, като едновременно с това осигури балансирано изменение на цените за крайните клиенти. В тази връзка определянето на количествата на ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД и разполагаемостта на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е с оглед значително по-ниските цени на тези производители, спрямо предложената такава от „СЕНТРАЛ ХИДРОЕЛЕКТРИК ДЪО БУЛГАРИ“ ЕООД.

| Производител                             | Пълна цена за енергия, лв./MWh |
|------------------------------------------|--------------------------------|
| „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД                       | 54,92                          |
| „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД                 | 75,08                          |
| НЕК ЕАД                                  | 70,03                          |
| „СЕНТРАЛ ХИДРОЕЛЕКТРИК ДЪО БУЛГАРИ“ ЕООД | 122,84                         |

Както е посочено по-горе, в микса на НЕК ЕАД попадат всички производители на електрическа енергия със сключени договори за задължително изкупуване по преференциални цени съгласно чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ. Следва да се има предвид, че пропорционалното определяне на квоти за регулирания пазар на централите, непопадащи в обхвата на чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ, ще предизвика оскъпяване на микса на обществения доставчик и на крайните цени на електрическата енергия за клиентите на регулирания пазар, като по този начин необосновано ще се създаде неравнопоставеност между тях спрямо тези на пазара по свободно договорени цени. В тази връзка, предвид вменените на обществения доставчик от ЗЕ задължения да изкупува цялото произведено количество електрическа енергия по преференциални цени, е обосновано да се определи разполагаемост на централите съобразно предлаганата цена за енергия. Производителят с най-ниска цена е „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, но с цел покриването на товарите в студените месеци е необходимо да се определи и разполагаемост на „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД, което е производителят със следващата най-ниска цена.

От друга страна очакваната пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. е в размер на около 70,00 лв./MWh. С оглед задълженията на НЕК ЕАД, произтичащи от чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ, е обосновано миксът на обществения доставчик да се допълва с електрическа енергия по цени близки или по-ниски от тези на пазара. Обратното би означавало, че на производителите с регулирани цени, по-високи от пазарните, се осигурява конкурентно предимство, тъй като продавайки на обществения доставчик на по-високи цени ще имат възможност да предлагат на свободния пазар количества на по-ниски цени от тези на останалите пазарни участници, което е в противоречие с разпоредбите на чл. 23, т. 2 – т. 6 от ЗЕ.

Предвид обстоятелството, че количествата електрическа енергия, които общественият доставчик е задължен да закупи по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ покриват потреблението на клиентите на крайните снабдители, както и спецификата на товарите, които осигуряват, е обосновано да бъдат определени количества електрическа енергия, които НЕК ЕАД ще реализира както на регулирания, така и на пазара по свободно договорени цени, вкл. за доставчици от последна инстанция и износ.

Въз основа на гореизложеното, определените общи количества електрическа енергия, необходими за осигуряване на потреблението на клиентите на крайните снабдители, необходими за покриване на технологичните разходи на електропреносното и електроразпределителните дружества, както и за реализация на пазара по свободно договорени цени са представени в Таблица 2:

Таблица 2

| № | Електрическа енергия по централи, в MWh | Общо | За регулиран пазар | За свободен пазар |
|---|-----------------------------------------|------|--------------------|-------------------|
|---|-----------------------------------------|------|--------------------|-------------------|

|   |                                                                                                      |                   |                   |                  |
|---|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|-------------------|------------------|
| 1 | ТЕЦ „ЕЙ и ЕС 3С - Марица Изток 1“                                                                    | 3 218 400         | 2 445 984         | 772 416          |
| 2 | ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“                                                                    | 4 593 886         | 3 675 109         | 918 777          |
| 3 | ВЕИ                                                                                                  | 3 681 386         | 2 576 970         | 1 104 416        |
| 4 | Топлофикационни и заводски централи                                                                  | 2 799 776         | 2 236 621         | 563 155          |
| 5 | ВЕЦ над 10 MW, собственост на НЕК ЕАД                                                                | 3 285 713         | 913 231           | 2 372 482        |
| 6 | <b>Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ и от собствено производство</b> | <b>17 574 161</b> | <b>11 847 915</b> | <b>5 731 246</b> |
| 7 | АЕЦ „Козлодуй“                                                                                       | 3 100 527         | 3 100 527         | 0                |
| 8 | ТЕЦ „Марица изток 2“                                                                                 | 900 103           | 900 103           | 0                |
| 9 | <b>Общо количество енергия, реализирано от НЕК ЕАД</b>                                               | <b>21 579 791</b> | <b>15 848 545</b> | <b>5 731 246</b> |

Потреблението на клиентите на крайните снабдители и технологичните разходи по преноса и разпределението на електрическа енергия ще бъдат покривани с енергията от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД и от преобладаващата част от енергията по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ.

#### **Изказвания по т.4:**

Докладва П. Младеновски. Във връзка с проекта на доклада и проекта на решение относно разполагаемостта са постъпили две възражения: от НЕК ЕАД, „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и Асоциацията за свободен енергиен пазар (АСЕП). АСЕП възразява срещу така определена квота и счита, че по-дългите планови престои ще се отразят негативно върху цената на свободния пазар. На възражението е отговорено мотивирано, че квотата е намалена в сравнение с предходната година. Относно искането за месечни стойности на определената квота, би следвало да се отбележи, че месечните количества се уреждат в договорите между обществения доставчик и производител, съгласно разпоредбите на Правилата за търговия с електрическа енергия. Възраженията на НЕК ЕАД обхващат количеството, което е предвидено за технологични разходи. То е въз основа на прогнозите на електроразпределителните дружества. Следва да се отбележи, че общественият доставчик няма да реализира загуби, дори и количеството разходи да е по-високо при изравнената цена на енергията за технологичен разход и тази на крайните снабдители. Единственото изменение относно количествата, които са представени в приетия от Комисията доклад е свързано с по-високите количества високоефективна енергия от „Топлофикация Сливен“ ЕАД. Дружеството е представило договор чрез който доказва, че има нов потребител на топлинна енергия, т.е. разликата е 4000 МВтч. Това е единствената промяна в цифрите спрямо вече приетия доклад.

П. Младеновски прочете проекта на решение, предложен от работната група:

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

#### **КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

#### **РЕШИ:**

*1. Определя на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която производителят е длъжен да сключва сделки по регулирани цени с обществения доставчик, съответстваща на нетна електрическа енергия в размер на 3 100 527 MWh;*

*2. Определя на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която производителят е длъжен да сключва сделки по регулирани цени с обществения*

доставчик, съответстваща на нетна електрическа енергия в размер на 900 103 MWh;

3. Определя за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители – 12 250 506 MWh, от които:

- ☐ за „ЧЕЗ Електро България“ АД – 4 786 337 MWh;
- ☐ за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 291 964 MWh;
- ☐ за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 3 150 200 MWh;
- ☐ за „ЕСП Златни пясъци“ ООД – 22 005 MWh.

4. Определя за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. количества електрическа енергия, предназначени за покриване на технологичните разходи по преноса през електропреносната и електроразпределителните мрежи – 3 598 039 MWh, от които:

- ☐ за „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД – 888 700 MWh;
- ☐ за „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 1 214 866 MWh;
- ☐ за „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 803 192 MWh;
- ☐ за „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД – 647 881 MWh;
- ☐ за „ЕРП Златни пясъци“ АД – 3 300 MWh;
- ☐ за ДП „Национална компания железопътна инфраструктура“ – 40 100

MWh.

5. Процедурата за заявяване на количества електрическа енергия от обществения доставчик към производителите за покриване на потреблението на крайните снабдители и процедурата за заявяване и коригиране на количества електрическа енергия от електропреносното и електроразпределителните дружества за покриване на технологичните разходи по преноса през електропреносната и електроразпределителните мрежи към обществения доставчик се осъществяват съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия. Определените по т. 1 и т. 2 разполагаемост и по т. 3 и т. 4 количества електрическа енергия се разпределят помесечно въз основа на сключени договори между обществения доставчик и съответното енергийно дружество.

И. Иванов обобщил, че след общественото обсъждане са постъпили две възражения: от НЕК ЕАД и АСЕП. П. Младеновски мотивирано е съобщил, че работната група отклонява двете възражения.

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

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

1. Определя на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която производителят е длъжен да сключва сделки по регулирани цени с обществения доставчик, съответстваща на нетна електрическа енергия в размер на 3 100 527 MWh;

2. Определя на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която производителят е длъжен да сключва сделки по регулирани цени с обществения доставчик, съответстваща на нетна електрическа енергия в размер на 900 103 MWh;

3. Определя за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители – 12 250 506 MWh, от които:

- за „ЧЕЗ Електро България“ АД – 4 786 337 MWh;
- за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 291 964 MWh;
- за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 3 150 200 MWh;

– за „ЕСП Златни пясъци“ ООД – 22 005 MWh.

4. Определя за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. количества електрическа енергия, предназначени за покриване на технологичните разходи по преноса през електропреносната и електроразпределителните мрежи – 3 598 039 MWh, от които:

– за „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД – 888 700 MWh;

– за „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 1 214 866 MWh;

– за „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 803 192 MWh;

– за „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД – 647 881 MWh;

– за „ЕРП Златни пясъци“ АД – 3 300 MWh;

– за ДП „Национална компания железопътна инфраструктура“ – 40 100 MWh.

5. Процедурата за заявяване на количества електрическа енергия от обществен доставчик към производителите за покриване на потреблението на крайните снабдители и процедурата за заявяване и коригиране на количества електрическа енергия от електропреносното и електроразпределителните дружества за покриване на технологичните разходи по преноса през електропреносната и електроразпределителните мрежи към обществен доставчик се осъществяват съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия. Определените по т. 1 и т. 2 разполагаемост и по т. 3 и т. 4 количества електрическа енергия се разпределят помесечно въз основа на сключени договори между обществен доставчик и съответното енергийно дружество.

В заседанието по **точка четвърта** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за“**, от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.5. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-13-01-39 от 31.03.2017 г., подадено от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД), заявления с вх. № Е-13-41-38 от 31.03.2017 г. и вх. № Е-13-41-39 от 31.03.2017 г., подадени от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД), заявление с вх. № Е-13-62-25 от 31.03.2017 г., подадено от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, заявление с вх. № Е-13-47-12 от 31.03.2017 г., подадено от „ЧЕЗ Електро България“ АД, заявление с вх. № Е-13-48-31 от 31.03.2017 г., подадено от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД (с ново наименование „Електроразпределение Юг“ ЕАД), заявление с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2017 г., подадено от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, заявление с вх. № Е-13-45-30 от 31.03.2017 г., подадено от „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, заявление с вх. № Е-13-46-13 от 31.03.2017 г., подадено от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, заявление с вх. № Е-14-24-9 от 31.03.2017 г., подадено от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление с вх. № Е-13-12-8 от 31.03.2017 г., подадено от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и заявление с вх. № Е-13-17-4 от 30.03.2017 г., подадено от „Сентрал Хидроелектрик дьо Булгари“ ЕООД, допълнителна информация, постъпила с: писма с вх. № Е-13-09-7 от 30.03.2017 г., вх. № Е-13-09-13 от 03.05.2017 г. и вх. № Е-13-09-14 от 12.05.2017 г. от „ЕРП Златни Пясъци“ АД и писмо с вх. № Е-13-77-4 от 29.03.2017 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, събраните данни и доказателства от проведените на 06.06.2017 г. открито заседание и на 13.06.2017 г. обществено обсъждане, установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 1, 5, 6, 9, 10, 13 и 17 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежат цените:

– по които производителите в рамките на определената им от Комисията

разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ продават електрическа енергия на обществения доставчик;

- по които общественият доставчик продава електрическа енергия на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за покриване на технологичните разходи по преноса;

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

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

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

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

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

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ Комисията определя за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за студен резерв въз основа на тръжна процедура.

С Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР са утвърдени цените на електрическата енергия на дружествата в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., които са изменени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР.

При утвърждаване на цените на енергийните предприятия, получили лицензия за дейностите „производство на електрическа енергия“ и „пренос на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, Наредбата) извършва следващ регулаторен преглед при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи.

За дружествата, получили лицензия за дейността „разпределение на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за ценово регулиране „горна граница на приходи“. По отношение на тези дружества към момента посоченият метод се прилага в рамките на четвърти регулаторен период. За електроразпределителните дружества с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. КЕВР, считано от 01.08.2015 г., е утвърдила приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“ с продължителност на регулаторния период – 3 години, както и цени и необходими приходи за първата година от този период. Последните на основание чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ могат да бъдат изменяни в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от Наредбата.

Назначената със Заповед № 3-Е-68 от 04.05.2017 г. на председателя на КЕВР работна група е извършила анализ на данните, съдържащи се в подадените от енергийните дружества заявления и постъпилите допълнителни писма. Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-311 от 26.05.2017 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 112 от 31.05.2017 г., т. 3. В изпълнение на разпоредбата на чл. 47 от НРЦЕЕ е проведено открито заседание на 06.06.2017 г. На основание чл. 48 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 123 от 09.06.2017 г., т. 2 е приела проект на решение за утвърждаване на цени на електрическата енергия, който е подложен на 13.06.2017 г. на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ.

Във връзка с проведените открито заседание и обществено обсъждане от енергийните дружества са постъпили становища и възражения, както следва: с вх. № Е-13-01-54 от 08.06.2017 г. и вх. № Е-13-01-58 от 08.06.2017 г. от НЕК ЕАД, с вх. № Е-13-41-55 от 05.06.2017 г. от ЕСО ЕАД, с вх. № Е-13-62-58 от 06.06.2017 г. и вх. № Е-13-62-60 от 20.06.2017 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-47-28 от 06.06.2017 г. и

вх. № Е-13-47-32 от 20.06.2017 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-262-4 от 07.06.2017 г. и вх. № Е-13-262-6 от 20.06.2017 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-49-21 от 07.06.2017 г. и вх. № Е-13-49-21 от 20.06.2017 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, с вх. № Е-13-45-50 от 08.06.2017 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, с вх. № Е-13-46-23 от 08.06.2017 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и с вх. № Е-13-09-17 от 08.06.2017 г. от „ЕРП Златни Пясъци“ АД, които Комисията е разгледала и обсъдила по-долу в мотивите на настоящото решение.

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

С писмо с вх. № Е-13-120-7 от 23.06.2017 г. „Ей И Ес Гео Енерджи“ ООД е представило становище, както следва: Дружеството възразява срещу липсата на изготвен от страна на КЕВР ясен и недискриминационен механизъм за определяне на необходимите приходи и тарифната структура на ЕСО ЕАД във връзка с цената за достъп до електропреносната мрежа, дължима от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия. Производителят посочва, че не са ясни принципът и методологията, които са използвани, за да се обоснове размерът на разходите на ЕСО ЕАД, които според Комисията се предизвикват само и единствено от тези производители, и не е ясно разходи за какви допълнителни услуги се признават при определянето на цената за достъп на производителите на електрическа енергия от ВИ (от вятърна и слънчева енергия). Дружеството посочва, че липсва анализ и оценка на разходите на ЕСО ЕАД за предходния ценови период, както и обосновка защо вятърните и фотоволтаичните електроцентрали (ВяЕЦ и ФЕЦ) следва да заплащат една и съща цена за достъп. „Ей И Ес Гео Енерджи“ ООД не приема производителите на електрическа енергия от ВяЕЦ и ФЕЦ да заплащат повторно за разходи, за които няма ясни доказателства, че се предизвикват само и единствено от ВяЕЦ и ФЕЦ. Дружеството счита, че цената е определена общо за ВяЕЦ и ФЕЦ, без да бъдат отчетени значителните разлики в размера на определените им преференциални цени и в общата инсталирана мощност и без яснота как и на какви изходни данни е предвидено признаването на общо посочен размер на необходими приходи на оператора.

С писмо с вх. № Е-04-00-68 от 26.06.2017 г. Българската ветроенергийна асоциация (БВА) е представила становище, както следва: Според БВА в доклада липсва обосновка от страна на КЕВР за икономическата обоснованост на изходните данни от ЕСО ЕАД, свързани с утвърждаването на цената за достъп на производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, както и аргументация за подхода и методологията при определянето им, като тази липса на прозрачност лишава заинтересованите страни, както от яснота относно начина на формиране на цената за достъп, така и от възможността да коментират възприетите ценообразуващи елементи. Сдружението счита съвместното разглеждане на двата вида производители (от вятърна и слънчева енергия) при определянето на цената за достъп до електропреносната мрежа за неправилно и незаконосъобразно поради съществената разлика между тях по отношение на общата производствена мощност и на изкупните цени. БВА подчертава, че определянето на цена за достъп за ВяЕЦ и ФЕЦ е незаконосъобразно и неправилно, тъй като въвежда дискриминационна мярка. Асоциацията не приема единствено производителите от вятърна и слънчева енергия да заплащат цена за достъп и то в еднакъв размер с аргумента, че по този начин тези производители заплащат повторно разходи, които вече са покрити чрез цената за достъп до електропреносната мрежа, заплащана от крайните клиенти, включително от всички производители на електрическа енергия в качеството им на потребители. Напомня, че разходите, които възникват във връзка с производството на електрическа енергия от ВИ, наред с разходите за изкупуване на тази енергия съгласно ЗЕ, се разпределят върху всички потребители чрез т.нар. цена за задължения към обществото. БВА твърди, че след като основанието за новоформираната цена е закупуването на допълнителни резервни мощности от страна на ЕСО ЕАД и доколкото не са посочени активи на ЕСО ЕАД, участващи при предоставянето на услугата, липсва основание за

формирани на норма на възвръщаемост за този разход в противоречие с чл. 10 от НРЦЕЕ. Според асоциацията противно на заложените в действащите ПТЕЕ принципи единствено производителите на енергия от ВИ ще понесат тежестта на разходите за балансиране, като същевременно ще заплащат и цена за небаланс, което от своя страна е нарушение на ЗЕВИ, защото по същество представлява намаляване на преференциалната цена, която не подлежи на промяна за целия срок на изкупуване.

Горните възражения на „Ей И Ес Гео Енерджи“ ООД и БВА Комисията приема за неоснователни. Цената за достъп до електропреносната мрежа, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, покрива допълнителни разходи за разполагаемост, които ЕСО ЕАД извършва и които не се включват в цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от крайните клиенти. Тези разходи са предизвикани от променливата генерация на производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, което налага увеличение на диапазона за вторично регулиране на ФЕЦ и ВЯЕЦ. Разходите за резерв за допълнителни услуги, включени в цена за достъп за производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, произтичат от необходимостта да бъдат поддържани конкретни енергийни мощности в готовност, като в случай на възникнал небаланс в електроенергийната система същите да могат да бъдат своевременно активирани. Отношение към определените ценообразуващи елементи на цената за достъп нямат нито тежестта на разходите за електрическа енергия, произведена от съответната технология, нито размера на преференциалната цена на различните производители.

Комисията приема за необективно твърдението на БВА за липса на прозрачност относно изходните данни, предложени от ЕСО ЕАД, тъй като заявление с вх. № Е-13-41-38 от 31.03.2017 г. на дружеството е публикувано на интернет страницата на КЕВР<sup>1</sup>.

Неоснователно е твърдението, че утвърждаването на цена за достъп единствено за горните видове производители е дискриминационна мярка и представлява повторно заплащане на разходи, които вече са покрити чрез определената цена за достъп до електропреносната мрежа. В тази връзка следва да бъде отчетено, че производството на електрическа енергия от ФЕЦ и ВЯЕЦ, за разлика от производството на електрическа енергия от водноелектрически централи и централи, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, е с непостоянен характер, тъй като е силно зависимо от променливите метеорологични условия и води до увеличаване на разходите за: разполагаемост за допълнителни услуги, пълноценно участие за регулиране на електрическите централи, спирания и пускания, както и тези за резерв. В тази връзка покриването на тези разходи чрез цената за достъп до електропреносната мрежа би било необосновано, неравнопоставено и в нарушение на интересите на крайните клиенти, тъй като тези разходи се явяват допълнителни за системата и тяхната финансова тежест следва да се компенсира от субектите, които са ги причинили. В тази връзка производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия следва да покриват допълнителните разходи, които предизвикват за управление на системата. Посочената стойност от 100 MW допълнителна мощност е изчислена на база увеличение на диапазона за вторично регулиране с 9,5 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност за ФЕЦ и със 7,8 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност за ВЯЕЦ, като получената стойност е редуцирана с около 40% предвид факта, че предизвикваните непринудени, случайни отклонения и смущения в електроенергийната система от ФЕЦ и ВЯЕЦ много често са кумулативни, т.е. могат да се компенсират взаимно, което води до по-малки отклонения.

Неоснователно е и твърдението на БВА, че разходите, които формират цената за достъп на производителите от слънчева и вятърна енергия, са включени при формирането на цената за задължения към обществото. В тази връзка следва да се има предвид, че цената за задължения към обществото включва разходите, които се формират от

---

<sup>1</sup> [http://www.dker.bg/PDOCS/tsena\\_dostap\\_VEI\\_ESO\\_2017.pdf](http://www.dker.bg/PDOCS/tsena_dostap_VEI_ESO_2017.pdf)

задължителното изкупуване на електрическа енергия от ВИ по преференциални цени, които разходи са различни от разходите, които произтичат от осигуряването на възможност на производителя да продава своята енергия чрез използване на електропреносната мрежа. Последно посочените разходи формират цената за достъп до електропреносната мрежа. От своя страна производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, поради своята специфика, както е посочено по-горе, формират допълнителни разходи в тази връзка – разходите за поддържането на допълнителни резервни енергийни мощности в готовност, които в случай на възникнал небаланс в електроенергийната система, причинен от динамично променящата се генерация на производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, да могат да бъдат своевременно активирани.

Неоснователно е твърдението, че цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия се формира в противоречие на чл. 10 от НРЦЕЕ. На основание посочената разпоредба необходимите приходи се определят като сума от разходите и възвръщаемостта, която представлява произведение от нормата на възвръщаемост и регулаторната база на активите (РБА). Съгласно чл. 14 от НРЦЕЕ РБА, освен признатата стойност на активите, включва и необходим оборотен капитал (НОК), който се определя като  $1/8$  от утвърдените годишни оперативни парични разходи. При определяне на цената за достъп до електропреносната мрежа, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, в РБА е включена единствено стойността на НОК.

Комисията счита, че следва да бъдат възприети за неоснователни и твърденията във връзка с липсата на анализ и оценка на разходите на ЕСО ЕАД за предходния ценови период, както и обосновка защо вятърните и фотоволтаичните електроцентрали (ВяЕЦ и ФЕЦ) следва да заплащат една и съща цена за достъп. В тази връзка следва да се има предвид, че аргументи за формирането на размера на ценообразуващите елементи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители от слънчева и вятърна енергия са изложени по-долу в мотивите на настоящото решение. Същите са съобразени с изискванията на чл. 29 от НРЦЕЕ, съгласно който тази цена отразява предизвиканите допълнителни разходи, включително за разполагаемост за резерв за допълнителни услуги, за диспечирание във връзка с балансиране и др. и се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество произведена електрическа енергия от производителите за съответния регулаторен период.

С писмо с вх. № Е-04-37-6 от 08.06.2017 г. Асоциация свободен енергиен пазар (АСЕП) е представила становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“. АСЕП обръща внимание на отсъствието в доклада на реален прогнозен анализ на динамиката в износа и повишаването на вътрешната консумация на електрическа енергия през следващия ценови период и на липсата на анализ на драстичния спад с повече от 30% в производството от водноелектрическите централи на НЕК ЕАД, като вместо това са запазени „прогнозите“ на енергийните дружества, които представляват аритметично действие, състоящо се в мултиплициране на количествата, отчетени за първите месеци на 2017 г. Асоциацията възразява срещу предложеното понижаване на цените на регулирания сегмент за малките небитови клиенти с аргумента, че такова решение води до кръстосано субсидиране в полза на малкия бизнес като последен стълб на стабилността на регулирания пазар, което е в полза на продължаващата регулация на пазара и ще задържи процеса на либерализация. АСЕП счита, че настоящият пазарен модел допуска неравнопоставеност между пазарните участници, тъй като естествените монополи участват не само на регулирания, но и на свободния пазар, и предлага цените на всички компоненти, включвани в крайната цена на електрическата енергия, да бъдат замразени до приемането на новия пазарен модел, който би трябвало да постави определянето им на основа, справедливо отчитаща интересите на всички пазарни участници.

Комисията приема за основателно възражението на АСЕП в частта, касаеща



динамиката и тенденциите на пазара на електрическа енергия. В тази връзка аргументите на заинтересованото лице за нарастване на износа и вътрешното потребление през първата половина на 2017 г. са взети предвид при изготвянето на прогнозата за новия ценови период.

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

Не може да бъде възприето предложението на АСЕП за замразяване на цените до приемането на нов пазарен модел, тъй като това би довело до неизпълнение от страна на КЕВР на вменените ѝ по закон правомощия. Следва да се има предвид, че утвърждаването от Комисията цени отразяват икономически обосноващите разходи на енергийните предприятия, респективно формират необходимите годишни приходи, които са необходими на същите за изпълнение на лицензионните им задължения по веригата производство – пренос – доставка – разпределение – снабдяване на крайни клиенти с електрическа енергия. От друга страна, ако КЕВР не осъществява правомощията си за ценово регулиране до въвеждането на нов модел на пазара чрез съответните изменения и допълнения на ЗЕ, то енергийните предприятия ще прилагат цени, които няма да отразяват действителните им разходи, респективно ще влошават финансовото състояние на предприятията в сектора и ще създават предпоставки за застрашаване и/или нарушаване на сигурността на снабдяването.

С писмо с вх. № Е-04-19-9 от 27.06.2017 г. Асоциация на търговците на електроенергия в България (АТЕБ) е представила становище по проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“. Асоциацията счита, че предвиденото намаление на цената на електрическата енергия за небитовите клиенти на регулиран пазар стимулира тяхното оставане в този пазарен сегмент и забавя темпото на развитие на либерализацията на пазара, като по този начин облагодетелства крайните снабдителите и възпрепятства лоялната конкуренция на пазара на електрическа енергия. Според АТЕБ количествата електрическа енергия, изкупувани от НЕК ЕАД и предназначени за реализиране на регулиран пазар, следва да бъдат определяни и публикувани в решението на КЕВР на месечна, а не на годишна база, с цел по-доброто планиране на доставките от страна на търговските участници и осигуряването на по-конкурентни цени за крайните клиенти. Сдружението счита, че цената за достъп до електропреносната мрежа и цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа трябва да се изчисляват само въз основа на утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната и да не се начисляват върху количествата електрическа енергия за износ с аргумента, че начисляването на тези цени върху електрическата енергия за износ е в противоречие с европейското законодателство за създаване на единен вътрешен пазар, поставя износителите в неравностойно положение спрямо своите конкуренти в други страни и ограничава свободната търговия с електрическа енергия.

Комисията счита горните възражения за неоснователни. Аргументи относно предвиденото намаление на цената на електрическата енергия за небитовите клиенти на регулиран пазар са изложени по горе в мотивите по становището на АСЕП. Предложението относно определяне на помесечни количества, предназначени за реализиране на регулиран пазар са относими и разгледани в административното производство по приемане на Решение № ТЕ-027 от 01.07.2017 г. По отношение на искането цената за достъп до електропреносната мрежа и цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа да не се начислява за електрическата енергия предназначена за износ, следва да се има предвид, че същото е в противоречие с разпоредбите на ЗЕ и Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ).

С писмо с вх. № Е-04-00-60 от 13.06.2017 г. Движение за национално единство и спасение (ДНЕС) е представило становище по проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“. ДНЕС счита за некоректно от страна на КЕВР да даде срок от една седмица, в т.ч. два почивни дни, за представяне на становища от заинтересованите страни по толкова обемни и свързани с експертна оценка материали, което ощетява правата на заинтересованите страни в гражданския сектор и за пореден път показва системното формално отношение на Комисията към задълженията ѝ по чл. 14 от ЗЕ. Според движението предложените за обсъждане разработки и проекторешения се основават на жонглиране с нормативни основания и удобни категории и понятия като задължения към обществото, некомпенсирани разходи, несъбираеми вземания, разходи за енергийна ефективност, инвестиции, необходими приходи, фактор Z, отношения между различни тарифи и пр. Като пример за това е посочена формулата на фактора Z, при която не ставало ясно как от стойностен показател ( $P_{утв.}$ , в хил. лв.) се изважда натурален такъв ( $E_{прог.}$ , в хил. kWh). Освен това като база за сравнение на ръста на цените се използват неактуалните данни от 2015 г. и 2016 г., вместо тези от м. април 2017 г., когато е било последното увеличение. Сдружението също така твърди, че в доклада не са представени коректно данните от предложението на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД относно обема на производството, разходите и цената. Според ДНЕС основната причина за хаоса при определянето на цените се корени в порочния метод на ценообразуване, прилаган от години, в който основен ценообразуващ фактор е нормата на възвръщаемост на капитала на енергийните дружества, като се изтъква, че единственият, световно признат метод е калкулативният. В тази връзка движението подчертава, че възвръщаемостта на капитала има отношение при изчисляване ликвидността на инвестиционни разходи и не може да бъде основен ценообразуващ метод. Като друга основна причина се посочва въвеждането след 2007 г. на различни добавки към цената на електрическата енергия (за снабдяване, разпределение, пренос и достъп през/до електропреносната и електроразпределителните мрежи, зелена енергия, високоефективно комбинирано производство (ВЕКП), невъзстановяеми разходи, задължения към обществото и балансиране). Според ДНЕС добавките с технологичен характер (като пренос, достъп, разпределение и балансиране към различните видове мрежи) са част от структурата на калкулацията на цената на електрическата енергия, като е неправилно изваждането им от нея и повторното им фактуриране, тъй като по този начин се осигуряват неправомерни доходи на всички по веригата и се ощетяват и без това немощните финансово клиенти. Добавките с волунтаристичен характер (като ВЕКП, зелена енергия, невъзстановяеми разходи и задължения към обществото) са представени като основа за сериозни нарушения. Така например по отношение на добавката за ВЕКП се твърди, че същата осигурява значителни и неправомерни доходи на производители с монополно положение без особен публичен ефект. Счита, че е подобно положението и с добавката за зелена енергия, тъй като мощностите за производство на зелена енергия са резултат от политиката на държавата в този сектор и от конкретни бизнес интереси, които нямат нищо общо с волята и интересите на клиентите. По отношение добавките за невъзстановяеми разходи и задължения към обществото ДНЕС твърди, че същите волунтаристично се формират от задължението да се покриват и прехвърлят върху неподозиращите клиенти резултатите от

условията в договорите за двете американски централи в Марица-изток и от актовете на управляващи органи за т.н. поддържане на сигурността на системата. ДНЕС предлага поради необоснованост и манипулиране на данните обсъждането и приемането на решенията за утвърждаване на цени да се отложи с минимум един месец. В тази връзка посочва, че е налице необходимост от системен подход и неотложни и радикални мерки за стабилизация и нормализиране на енергийния сектор, както и предлага КЕВР да инициира обсъждане на актуална стратегия в съответните комисии на Народното събрание с участието на легитимни граждански организации.

Възраженията на ДНЕС Комисията приема за неоснователни, поради следните аргументи: Съгласно чл. 14, ал. 3 от ЗЕ във връзка с провежданата процедура за обществено обсъждане на проекта на решение за утвърждаване на цени на електрическата енергия на заинтересованите лица следва да бъде определен срок за представяне на становища не по-кратък от 14 дни. Комисията е изпълнила това изискване на закона чрез предоставяне на заинтересованите лица на 14-дневен срок за становища, който започва да тече от датата на общественото обсъждане и изтича на 27.06.2017 г. Този срок е съобразен с нормите на глава четвърта от НРЦЕЕ, регламентираща процедурата по утвърждаване на цени, и с факта, че според приложимите методи за ценово регулиране в сектор „Електроенергетика“ всеки регулаторен/ценови период на дружествата изтича на 30.06.2017 г. С оглед на това, КЕВР следва да постанови решение, чрез което да утвърди цени за съответния нов регулаторен/ценови период, считано от 01.07.2017 г.

Формулата за фактора  $Z$  е описана в чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ. Ноторно известно е математическото правило, че действието умножение е с приоритет пред действието изваждане. В тази връзка при умножението на  $E_{\text{прог.}}$ , в хил. kWh и  $C_{\text{пр.}}$ , в лв./kWh се получава стойностен показател в хил. лв., който се изважда от  $P_{\text{утв.}}$ , в хил. лв.

В заявленията си дружествата предлагат за утвърждаване цени, формирани въз основа на данни, актуални към 31.03.2017 г., тъй като според чл. 41, ал. 2 от НРЦЕЕ енергийните предприятия следва да подадат заявления за утвърждаване на цени не по-късно от 3 месеца преди изтичането на стария ценови период, който в настоящия случай изтича на 30.06.2017 г.

Следва да се има предвид, че по своята същност всички методи, посредством които се осъществява ценовото регулиране, съдържат принципите на предложението от ДНЕС „калкулативен“ метод, който обаче не отразява спецификите на регулираните дружества. Освен да покриват икономически обоснованите разходи, цените същевременно следва да осигуряват и икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала – чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Според чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от същия закон, а именно: невъзстановяеми разходи, каквито са произтичащите от извършени инвестиции и/или сключени сделки до влизането в сила на ЗЕ от енергийните предприятия, които не могат да бъдат възстановени в резултат на създаване на конкурентен електроенергиен пазар, както и разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, каквито са произтичащите от задълженията за изкупуване на енергия по преференциални цени.

Относно искането на ДНЕС за отлагане на приемането на настоящото решение са релевантни аргументите, изложени по-горе, касаещи предложението на АСЕП за замразяване на цените.

С писмо с вх. № Е-11ИН-00-247 от 19.06.2017 г. Светослав Спасов е представил становище по проекта на решение и доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“. Спасов изразява несъгласие с включването в необходимите приходи на крайните снабдители на компонента за балансиране в размер на 2,20 лв./MWh (без ДДС) с аргумента, че видно от текста на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ при определяне на тази компонента КЕВР не е обвързана нито със спазването на точно определен ред, нито с

обосноваване на компонентата с определени достоверни и относими данни. Според заинтересованото лице нито в ЗЕ, нито в НРЦЕЕ съществува определение за естеството на услугата по балансиране на електроенергия от крайните снабдители, като в мотивите за приемането на НРЦЕЕ също не е посочена причината за въвеждането на такава компонента. Горното дава основание на Спасов да счита, че определянето на цена като компонента за балансиране на електрическа енергия от крайни снабдители не е извършено в съответствие с изискването на чл. 31, ал. 1, т. 1 от ЗЕ и на задължението по чл. 3, т. 3 от Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО (Директива 2009/72/ЕО), поради което предлага Комисията да удължи срока за приемане на решение за новия ценови период, да измени своя проект на решение в частта, в която е предвидено крайните снабдители да получават приходи за балансиране, да открие процедура по изменение на чл. 10 от НРЦЕЕ и да установи и да оповести размера на приходите, които са получили крайните снабдители като цена за балансиране за периода от нейното въвеждане до нейното прекратяване, с оглед вземане на мерки по отстраняване на последствията от приемането на чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ. Спасов счита, че утвърждаването на цена за достъп в лв./kW/ден за небитови клиенти на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и „Електроразпределение Юг“ ЕАД не е в съответствие с изискването на чл. 31, ал. 1, т. 1 от ЗЕ и на задължението по чл. 3, т. 3 от Директива 2009/72/ЕО, както и че е в противоречие с чл. 120а от ЗЕ. В подкрепа на твърдението си излага аргумент за липса на нормативно предвидено основание за определяне на такава цена, като подчертава, че единствената приложима в настоящия случай разпоредба чл. 6, ал. 1, т. 3 от НРЦЕЕ е неясна и не посочва условия за определяне на компонента на цена и в този смисъл същата противоречи на чл. 31, ал. 1, т. 1 от ЗЕ и на чл. 3, т. 3 от Директива 2009/72/ЕО. Според заинтересованото лице от мерната единица на цената за достъп може да се направи предположение, че това е такса за електромер, каквато обаче е недопустима предвид законовата забрана на чл. 120а от ЗЕ. В обобщение Спасов предлага Комисията да удължи срока за приемане на решение за новия ценови период, да измени своя проект на решение в частта, в която е предвидено „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и „Електроразпределение Юг“ ЕАД да получават цена за достъп за небитови клиенти в лв./kW/ден, да открие процедура по изменение на чл. 3, ал. 2, т. 3 от НРЦЕЕ и да установи и да оповести размера на приходите, които са получили двете разпределителни дружества като цена в лв./kW/ден за периода от нейното въвеждане до нейното прекратяване, с оглед вземане на мерки по отстраняване на последствията от нейното приемане.

Възраженията на Светослав Спасов Комисията приема за неоснователни, поради следните аргументи:

Според чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ утвърждаваните от КЕВР необходими годишни приходи за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ включват и компонента за балансиране, която се определя въз основа на сравнителни анализи и/или данни от националната и международната практика – чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ. Следва да се има предвид, че правилата за организиране и работа на пазара на балансираща енергия, във връзка с който се предизвикват разходите за балансиране, са регламентирани в ПТЕЕ – чл. 91, ал. 3 от ЗЕ. В тази връзка разходите за балансиране се приемат за присъщи за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“.

По отношение на твърденията относно цена за достъп в лв./kW/ден за небитови клиенти следва да се има предвид, че възможността за утвърждаване на такава цена е предвидена в чл. 28, ал. 1, предл. 2 от НРЦЕЕ. Разпоредбата допуска цената за достъп да се определи въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 от НРЦЕЕ и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия, като се заплаща в лв./kWh или въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 от НРЦЕЕ и предоставената/договорената мощност, като се заплаща в лв./kW/ден. В този смисъл не може да се приеме, че определянето на цена за достъп в лв./kW/ден съставлява такса за ползване на средство за търговско измерване по

смисъла на чл. 120а от ЗЕ.

Относно искането на Светослав Спасов за удължаване на срока за приемането на настоящото решение са релевантни аргументите, изложени по-горе, касаещи предложението на АСЕП за замразяване на цените, както и предложението на ДНЕС за отлагане на решението. Следва също да се отбележи, че в настоящото административно производство КЕВР е длъжна да приложи действащите към момента норми на ЗЕ и НРЦЕЕ.

С писмо с вх. № Е-110-00-7 от 21.06.2017 г. Огнян Винаров е представил становище по проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“. Заинтересованото лице изразява несъгласие с относителния дял на количествата електрическа енергия, произведени от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, от общото количество електрическа енергия, предназначено за реализация на регулирания пазар.

Комисията счита горното възражение за относимо към административното производство по приемане на Решение № ТЕ-027 от 01.07.2017 г., където са посочени мотиви относно размера на определената разполагаемост и количества електрическа енергия на производителите за реализация на регулиран пазар.

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

Прогнозните стойности на количествата електрическа енергия, които ще бъдат продавани от крайните снабдители по регулирани цени през периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., са 12 250 506 MWh. Прогнозните стойности на количествата електрическа енергия, необходими на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за покриване на технологичните разходи по преноса, са 3 598 039 MWh.

– прогнозните стойности на количествата електрическа енергия, необходими на обществения доставчик за обезпечаване на крайните снабдители и операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи, са осигурени от определената разполагаемост за производство на електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, от количества електрическа енергия от водноелектрически централи (ВЕЦ) над 10 MW, собственост на НЕК ЕАД, както и от количества електрическа енергия от централите с дългосрочни договори за изкупуване на електрическа енергия и централите, продаващи електрическа енергия по преференциални цени по Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) и по чл. 162 от ЗЕ.

– за покриване на технологичните разходи по преноса и разпределението, операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи сключват сделки с обществения доставчик по неговата миксова цена. Съгласно чл. 35, ал. 5 от ЗЕ във връзка с тези сделки операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи заплащат освен стойността на енергията за технологични разходи и цена за задължения към обществото.

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

Съгласно чл. 11, ал. 4 от НРЦЕЕ Комисията утвърждава прогнозен размер на разходите, свързани с лицензионната дейност, като преценява тяхната икономическа обоснованост въз основа на представените от енергийното предприятие писмена обосновка и доказателства като неразделна част от заявлението за цени. Оценката за

икономическата обоснованост на разходите и връзката им с изпълнение на лицензионната дейност се извършва при използване на данни от националната и международната практика. Вземат се предвид отчетените резултати на регулираните енергийни предприятия, при спазване на принципите на регулирането по ЗЕ.

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

### **„АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД**

#### **I. Предоставена от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД прогнозна информация**

С Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 30,00 лв./MWh, при общо необходими приходи от 110 500 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 682 870 MWh.

Със заявление с вх. № Е-14-24-9 от 31.03.2017 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия – 58,09 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

1. Променливи разходи – 239 174 хил. лв., в т.ч.:
  - гориво за производство – 135 281 хил. лв.;
  - консумативи – 1 048 хил. лв.;
  - други променливи разходи – 14 084 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 14 062 хил. лв.;
  - вноски за фонд „РАО“ и за фонд „ИЕ ЯС“ – 88 762 хил. лв.;
2. Условно-постоянни разходи – 538 185 хил. лв., в т.ч.:
  - разходи за заплати – 113 863 хил. лв.;
  - разходи за осигурителни вноски – 30 690 хил. лв.;
  - социални разходи – 17 583 хил. лв.;
  - разходи за амортизации – 185 330 хил. лв.;
  - разходи за ремонт – 77 506 хил. лв.;
  - разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 113 2013 хил. лв.;
3. Възвръщаемост – 67 988 хил. лв.;
4. Нетна електрическа енергия – 14 553 316 MWh;
5. Разполагаемост на предоставената мощност – 15 279 779 MW\*h.

Ценообразуващите елементи са определени от дружеството при следните допускания:

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

– Цената на електрическата енергия осигурява норма на възвръщаемост на капитала от 2,85%, отчитаща завишените инвестиционни разходи на дружеството за периода 2017 г. – 2018 г., свързани с изпълнение на мащабна инвестиционна програма, насочена към продължаване срока на експлоатация на 5-ти и 6-ти блок и към повишаване на проектната им мощност до 104% (проекти, определени като държавен приоритет).

– Прогнозните производствено-технически показатели са определени на базата на следните обективни фактори: проектни характеристики на производствените мощности, с отчитане на въздействието на характерните за площадката климатични условия върху изходната електрическа мощност; проектни, лицензионни и нормативни изисквания за

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

– Разходите за производство на електрическа енергия са определени на база отчетните и прогнозните годишни разходи, които са пряко свързани с дейността по лицензията. От отчетните и прогнозните разходи са приспаднати разходите, отнасящи се до странични и социални дейности, производство и пренос на топлоенергия, и разходите, свързани с преустановени дейности. Взети са предвид разходи, произтичащи от функционирането на балансиращия пазар.

– Прогнозният размер на средствата за работни заплати и осигурителни вноски е запазен до нивото на отчетения за 2016 г. Социалните разходи са на стойност 17 583 хил. лв., като разходите по чл. 204 от ЗКПО, както и разходите за начислен данък върху тях по чл. 216 от ЗКПО, не са включени в състава на годишните разходи.

– Разходите за амортизации са завишени с 12 032 хил. лв. спрямо 2016 г. в резултат на предстоящо въвеждане на дълготрайни активи през ценовия период (статор за генератор и спомагателни системи на 5-ти блок; модернизация на сепарационната схема на парогенератора на 5-ти блок; електрически арматури и регулатори по техническа вода за главни циркулационни помпи на 5-ти и 6-ти блок; система за измерване на температурата в циркулационните кръгове на първи контур и др.).

– Обемът на дейностите за техническо обслужване и ремонт (ТОиР) през 2016 г. е съобразен с изискуемата периодичност, вид и обхват на дефектовката съгласно дългосрочния перспективен ремонтен график. Предвидените средства за ремонт за ценовия период са в размер на 77 506 хил. лв., като не включват разходи, които увеличават стойността на активите.

– Прогнозата за разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, е на база отчетно равнище през 2016 г., нормативни изисквания и сключени договори.

– Ядреното гориво е на стойност 135 281 хил. лв., като разходите за осигуряване на ядрено гориво не са обвързани със и съответно не са определени на база специфичен разход на условно гориво, поради неприложимостта му за технологията на електропроизводство от ядрено гориво. Реално измеримият показател за икономическа ефективност на атомната централа е горивната компонента, отразяваща разходите за свежо ядрено гориво за производството на единица електрическа енергия.

– Регулаторната база на активите (РБА) е определена на база на стойността на активите към 31.12.2016 г, пряко свързани с дейността производство на електрическа енергия, и е в размер на 2 383 270 хил. лв. Оборотно капитал, като част от РБА, е изчислен на основата на „Нетен цикъл на оборотния капитал“ (НЦОК), на база дните, за които дружеството възвръща изразходваните парични средства за производство на електрическа енергия чрез получаването на съответните постъпления.

– Нормата на възвръщаемост (НВ) е 2,85%, при НВ на собствения капитал – 2,62% и среднопретеглена НВ на привлечения капитал – 1,9%.

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

### **III. Ценообразуващи елементи**

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

– Разходите за амортизации са приети на ниво отчет 2016 г. Планираното завишение от 12 032 хил. лв. не следва да бъде отчетено, тъй като прилаганият метод за регулиране „норма на възвръщаемост“ не допуска предварително включване в РБА на прогнозна стойност на активи, които не са капитализирани към края на базисната година. Дълготрайните активи, чието въвеждане предстои, ще бъдат включени в РБА и съответно ще бъдат признати разходи за тяхната амортизация през следващия регулаторен период.

– Разходите за строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги са коригирани от 65 353 хил. лв. на нивото отчетено през 2016 г. – 44 036 хил. лв.

– Разходите за застраховки са признати на ниво отчет през 2016 г.

– Разходи, произтичащи от сделки с балансираща енергия, не са признати.

– Вноските за фонд „Безопасност и съхраняване на радиоактивни отпадъци“ и за фонд „Извеждане на ядрени съоръжения от експлоатация“ са коригирани до ниво отчет през 2016 г.

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

| № | Технико-икономически показатели | Мярка   | Предложени от дружеството | Коригирани стойности |
|---|---------------------------------|---------|---------------------------|----------------------|
| 1 | Нетна електрическа енергия      | MWh     | 14 553 316                | 14 553 316           |
| 2 | Променливи разходи              | хил.лв. | 239 174                   | 235 415              |
| 3 | Условно-постоянни разходи       | хил.лв. | 538 185                   | 495 813              |
| 4 | Възвръщаемост                   | хил.лв. | 67 988                    | 67 988               |
| 5 | Необходимите годишни приходи    | хил.лв. | 845 348                   | 799 216              |

**Предвид гореизложеното, цената за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е определена в размер на 54,92 лв./MWh, при общо необходимите приходи от 799 216 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 533 316 MWh.**

### **„ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД**

#### **I. Предоставена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД прогнозна информация**

С Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР на дружеството са утвърдени цени, при прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период – 7 340 634 MWh, прогнозна разполагаемост за регулаторния период – 9 288 433 MW\*h и необходимите годишни приходи – 555 066 хил. лв., както следва:

– цена за енергия – 44,61 лв./MWh, без ДДС;

– цена за разполагаемост – 24,50 лв./MW\*h, без ДДС.

Със заявление с вх. № Е-13-12-8 от 31.03.2017 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

– цена за енергия – 53,18 лв./MWh, без ДДС;

– цена за разполагаемост – 32,40 лв./MW\*h, без ДДС,

образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

#### **1. Цена за енергия**



„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД предлага цената за енергия да бъде утвърдена при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- 1.1. Променливи разходи – 386 356 хил. лв., в т.ч.:
  - гориво за производство – 245 423 хил. лв.;
  - консумативи – 17 783 хил. лв.;
  - други променливи разходи – 123 150 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 320 хил. лв., закупена електрическа енергия – 550 хил. лв., депониране на пепелина – 3 792 хил. лв., разходи за закупени емисии CO<sub>2</sub> – 118 488 хил. лв.

- 1.2. Нетна електрическа енергия – 7 265 292 MWh.

За периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД очаква да произведе нетна електрическа енергия от 7 265 292 MWh, което е с 228 657 MWh повече спрямо отчетените количества за 2016 г. Производствената програма на централата е съобразена с планираните престои (ОР на блокове 3 и 8 във втората половина на 2017 г.) и на намалената разполагаемост за студен резерв, спрямо отчетните данни за 2016 г.

Общата стойност на предложените променливи разходи възлиза на 386 356 хил. лв., които отразяват горива за производство: местни въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД, мазут и природен газ, разходи за закупени CO<sub>2</sub> квоти, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, енергия за собствени нужди, депониране на пепелина.

Основното гориво, използвано в „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, са въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД. Общата стойност на планираните от дружеството разходи за въглища възлиза на 241 001 хил. лв. при запазване на действащата цена от 77,00 лв./тУГ. Разходите за въглища през регулаторния период от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г. са с 56 949 тона УГ повече спрямо 2016 година, поради очакваното по-голямо с 228 657 MWh производство на електрическа енергия. Предвидените разходи за гориво за разпалване на обща стойност 4 422 хил. лв. включват разходи за мазут – 3 710 хил. лв. и разходи за природен газ (метан) – 712 хил. лв. Увеличението на тези разходи дружеството обосновава с прогнозирано увеличение на цената на мазута до 730,41 лв./т. Планираните от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД разходи за природен газ са изчислени на база утвърдената цена от регионалния доставчик „Ситигаз България“ ЕАД за промишлени потребители, действаща от 01.01.2017 г. и възлизаща на 430,87 лв./х.нм<sup>3</sup>, с включена цена за пренос през газопреносната мрежа в размер на 19,73 лв./1000 х.нм<sup>3</sup> съгласно приложена справка за цени регион „Тракия“.

При разходите за консумативи с най-съществено тегло са разходите за варовик в размер на 16 783 хил. лв., формирани от количеството варовик – 799 182 тона, използвано за сероочистване на димните газове при цена от 21,00 лв./т.

## **2. Цена за разполагаемост**

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД предлага цената за енергия да бъде утвърдена при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- 2.1. Необходими приходи за разполагаемост – 243 873 хил. лв., в т.ч.:
  - условно-постоянни разходи – 205 859 хил. лв.;
  - възвръщаемост – 53 512 хил. лв.
- 2.2. Разполагаемост на предоставената мощност – 8 005 747 MW\*h.

Дружеството е представило информация за отделните групи условно-постоянни разходи, както следва:

- Разходи за заплати – планираните от дружеството средства за работни заплати възлизат на 64 371 хил. лв. Предвидено е намаление на средствата за работна заплата с 4,92%, в резултат на намаление на средносписъчния състав на дружеството.

- Разходите, свързани със социални осигуровки, са на стойност 27 636 хил. лв., като намалението при този тип разходи е -12,1% спрямо отчетната година и е съобразено с действащото социално-осигурително законодателство.

– Разходи за амортизации – планираните от дружеството разходи за амортизации са 67 651 хил. лв., или с 5,1% по-високи спрямо отчетените през 2016 г.

– Разходи за ремонт – ремонтната програма на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за 2017 г. е на стойност 24 099 хил. лв. Завишението на очакваните разходи за ремонти в сравнение с отчетените през 2016 г. дружеството обосновава с планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение (СОИ).

– Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – планираните от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД разходи възлизат на 22 102 хил. лв. (намаление с 1 780 хил. лв. спрямо отчетените през 2016 г.).

Изчислената регулаторна база на активите (РБА) възлиза на 995 716 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал (НОК) в размер на 60 299 хил. лв.

Използваната от дружеството норма на възвръщаемост на собствения капитал за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 5%. Тази стойност участва при формирането на среднопретеглената норма на възвръщаемост, която при съществуващата капиталова структура възлиза на 5,37%.

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

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е представило искане за компенсиране на разходи от наложени задължения към обществото, свързани със защита на обект, представляващ критична инфраструктура и имащ значение за националната сигурност на страната. Общата стойност на исканата компенсация е в размер на 311 202 хил. лв. и обхваща отчетени постоянни разходи за 2015 г., 2016 г., периода януари – февруари 2017 г. и постоянни разходи, включени в ценовата рамка за новия регулаторен период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г, както следва.:

– Отчетени некомпенсирани разходи за 2015 г. – 78 279 хил. лв.;

– Отчетени некомпенсирани разходи за 2016 г. – 121 939 хил. лв.;

– Разходи, които ще подлежат на компенсиране в резултат на утвърждаване на квота и цени за енергия и разполагаемост за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. – 103 967 хил. лв.;

– Пропуснати ползи от предоставени допълнителни количества електрическа енергия на обществения доставчик, поради тежките климатични условия в началото на 2017 г. – 7 017 хил. лв.

Дружеството е аргументирало направеното искане с:

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

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

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

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

Във финансовата обосновка на искането за признаване на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ дружеството препраща към аргументите си, изложени във връзка с утвърждаването на цените за разполагаемост и енергия, като допълнително акцентира върху обстоятелството, че нормативните задължения за плащане на разходи за емисии,

таксата от 5% върху приходите от продажба на електрическа енергия във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС), която не се признава за ценообразуващ елемент, непризнаването от страна на КЕВР на пълната стойност на разходи за заплати, амортизации, ремонти и други разходи, свързани с лицензионната дейност, продажбата на разполагаемост за студен резерв и задължението за осигуряване на разполагаемост за първично и вторично регулиране на цена, която покрива малка част от разходите за експлоатация и поддръжка на блоковете, както и финансовите задължения за плащане на лихви по държавно гарантиран инвестиционен кредит, свързан с рехабилитация на централата, са фактори, върху които дружеството не може да влияе и не може да покрива чрез обичайната си търговска дейност. Според дружеството стойността на тези задължения покачва пълната себестойност на произвежданата електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД до нива, които надхвърлят пазарната цена на електроенергията. Докато при регулираните цени регулаторът е основният фактор, който определя себестойността на произвежданата електрическа енергия, определя норма на възвръщаемост, която има за цел да гарантира финансовата стабилност на централата, то пазарната цена се влияе предимно от фактори като търсене и предлагане и ценови нива на електрическата енергия, както в страната, така и в съседните пазарни зони. Пазарният анализ на дружеството показва, че цените в региона през последните няколко години са сравнително ниски. Същевременно, наличието на такси за пренос и достъп върху електрическата енергия, предназначена за износ, допълнително влошава възможностите на централата за реализация на част от произвежданата електрическа енергия извън страната.

Общата стойност на исканата компенсация за периода 01.01.2015 г. – 31.12.2015 г. е в размер на 78 279 хил. лв. Детайлна информация за групите разходи, подлежащи на компенсация за 2015 г., е посочена в следващата таблица:

|   | Показатели                                                                                                                                               | MWh       | лв./ MWh | хил. лв. |
|---|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|----------|----------|
| 1 | Продадена общо електрическа енергия – регулиран и свободен пазар, вкл. и балансиращ пазар                                                                | 8 320 601 | 74,04    | 616 041  |
|   | Приходи от разполагаемост, в т.ч.:                                                                                                                       | 852 824   | 12,31    | 10 494   |
|   | Разполагаемост за студен резерв ЕСО                                                                                                                      | 393 211   | 15,00    | 5 898    |
|   | Разполагаемост за допълнителни услуги – ЕСО                                                                                                              | 459 622   | 10,00    | 4 596    |
|   | Преки производствени разходи (променливи разходи)                                                                                                        | 8 320 601 | 54,35    | 452 252  |
| 2 | Обща стойност на постоянните разходи, без възвръщаемост                                                                                                  | 8 320 601 | 22,95    | 190 958  |
| 3 | Възвръщаемост                                                                                                                                            | 8 320 601 | 7,40     | 61 604   |
| 4 | Постоянни разходи, които се покриват чрез приходите от продажба на електрическа енергия (Приходи от продажба на енергия минус възвръщаемост)             | 8 320 601 | 12,28    | 102 185  |
| 5 | Постоянни разходи, които се покриват чрез цената за разполагаемост при участие в търговете на ЕСО ЕАД за продажба на студен резерв и допълнителни услуги | 852 824   | 12,31    | 10 494   |
| 6 | Общо постоянни разходи, които се покриват чрез цените за енергия и разполагаемост през 2015 г. (p.4 + p.5)                                               | 8 320 601 | 13,54    | 112 679  |
| 7 | Недостиг на средства за финансиране на постоянни разходи – сума, подлежаща на компенсация по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ.* (p.2-p.6)                       |           |          | -78 279  |

Общата стойност на исканата компенсация за 2016 г. е в размер на 121 939 хил. лв.

Детайлна информация относно стойността на отделните групи разходи, подлежащи на компенсиране по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ, е посочена в следващата таблица:

|   | Показатели                                                                                | MWh       | лв./ MWh | хил. лв. |
|---|-------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|----------|----------|
| 1 | Продадена общо електрическа енергия – регулиран и свободен пазар, вкл. и балансиращ пазар | 7 281 646 | 72,80    | 530 075  |
|   | Приходи от разполагаемост, в т.ч.:                                                        | 1 330 776 | 9,70     | 12 913   |

|   |                                                                                                                                                          |           |       |          |
|---|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|-------|----------|
|   | Разполагаемост за студен резерв ЕСО ЕАД                                                                                                                  | 939 585   | 9,58  | 9 001    |
|   | Разполагаемост за допълнителни услуги – ЕСО ЕАД                                                                                                          | 391 191   | 10,00 | 3 912    |
|   | Преки производствени разходи (променливи разходи)                                                                                                        | 7 281 646 | 55,10 | 401 217  |
| 2 | Обща стойност на постоянните разходи, без възвръщаемост                                                                                                  | 7 281 646 | 27,44 | 199 792  |
| 3 | Възвръщаемост                                                                                                                                            | 7 281 646 | 3,76  | 27 405   |
| 4 | Постоянни разходи, които се покриват чрез приходите от продажба на електрическа енергия (Приходи от продажба на енергия минус възвръщаемост)             | 7 281 646 | 13,93 | 101 453  |
| 5 | Постоянни разходи, които се покриват чрез цената за разполагаемост при участие в търговете на ЕСО ЕАД за продажба на студен резерв и допълнителни услуги | 1 330 776 | 9,70  | 12 913   |
| 6 | Общо постоянни разходи, които се покриват чрез цените за енергия и разполагаемост през 2016 г. (р.4 + р.5)                                               | 7 281 646 | 15,71 | 114 366  |
| 7 | Недостиг на средства за финансиране на постоянни разходи – сума, подлежаща на компенсация по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ.* (р.2-р.6)                       |           |       | -85 426  |
| 8 | Компенсирани за количествата разполагаемост                                                                                                              | 1 330 776 | 27,44 | -36 513  |
|   | ОБЩО ФИНАНСОВ ДЕФИЦИТ (р.7+р.8)                                                                                                                          |           |       | -121 939 |

Детайлна информация относно стойността на отделните групи разходи, формиращи искането за компенсация на пропуснати ползи от предоставени допълнителни количества електрическа енергия на обществения доставчик поради тежките климатични условия в началото на 2017 г., в размер на 7 017 хил. лв. е представена в следващата таблица:

| Показатели                                                                                                                      | Мярка    | Стойност |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|----------|
| Средна цена на БНЕБ за периода 10.01.2017 г. – 31.01.2017 г.                                                                    | лв./MWh  | 145,19   |
| Количество на НЕК ОД в повече /200-50MW/                                                                                        | MW       | 150      |
| 22 дни*24 часа*150 MW                                                                                                           | MWh      | 79 200   |
| Разлика в цената на БНЕБ и НЕК ОД/145.19-69.11 лв./MWh/                                                                         | лв./MWh  | 76,08    |
| Пропуснатата полза за периода 10.01.2017 г. – 31.01.2017 г.                                                                     | хил. лв. | 6 026    |
| Допълнителни количества над квотата за периода месец 07-2016 г. до месец 02-2017 г., като квотата е достигната на 01.02.2017 г. | MWh      | 64431    |
| Средна цена на БНЕБ за месец 02-2017 г.                                                                                         | лв./MWh  | 84,49    |
| Разлика между цената на БНЕБ и НЕК ОД /84,49-69,11 лв./MWh/                                                                     | лв./MWh  | 15,38    |
| Пропуснатата полза от допълнителни количества над квотата 02/2017г.                                                             | хил. лв. | 991      |
| ОБЩО ПРОПУСНАТИ ПОЛЗИ                                                                                                           | хил. лв. | 7 017    |

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

### **III. Ценообразуващи елементи**

#### **1. Цена за електрическа енергия**

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи цената за енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, разходите за гориво за разпалване, разходите за химически реагенти за сероочистка, разходите за водоподаване и тези за депониране на пепелина са коригирани до отчетените такива през базисната 2016 г. Прогнозните разходи за закупуване на CO<sub>2</sub> квоти, предложени от дружеството в размер на 118 488 хил. лв., са коригирани на 74 437 хил. лв., отразяващи отчетените за 2016 г. такива, върху които е приложен коригиращ коефициент, отразяващ по-високото прогнозно производство на нетна електрическа енергия за новия ценови период спрямо отчетената стойност през базисната година.

#### **2. Цена за разполагаемост**

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи цената за разполагаемост, прогнозираните условно-постоянни разходи са коригирани от 205 859

хил. лв. на 198 243 хил. лв., в резултат на:

Разходите за вложени машини, резервни части и материали и разходите за горива за автотранспорт и местни данъци и такси са коригирани до размера, отчетен през базисната година. Разходите за амортизации са приети на ниво отчет 2016 г. Планираното завишение от 1 466 хил. лв. не следва да бъде отчетено, тъй като прилаганият метод за регулиране „норма на възвръщаемост“ не допуска предварително включване в РБА на прогнозна стойност на активи, които не са капитализирани към края на базисната година. Дълготрайните активи, чието въвеждане предстои, ще бъдат включени в РБА и съответно ще бъдат признати разходи за тяхната амортизация през следващия регулаторен период.

Във връзка с корекциите на условно-постоянните разходи НОК е преизчислен от 60 299 хил. лв. на 59 057 хил. лв. и съответно РБА от 995 716 хил. лв. на 994 475 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е коригирана на 2,62% в съответствие със заявените от дружеството стойности за предходния регулаторен период.

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената за разполагаемост на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, са както следва:

- Условно-постоянни разходи – 198 243 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 64 371 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски и социални разходи в размер на 27 636 хил. лв.; разходи за амортизации – 66 185 хил. лв.; разходи за ремонт – 18 014 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 22 037 хил. лв.;

- Възвръщаемост – 37 967 хил. лв.

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

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

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

За да се приемат за обосновани и подлежащи на компенсиране по реда на чл. 35 от ЗЕ разходи, които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е претърпяло при изпълнение на задълженията си по Плана за възстановяване, дружеството следва да докаже, че е изпълнявало разпореждания на компетентно лице за участие във: възстановяването на ЕЕС след тежки аварии и осигуряването на аварийна помощ от съседни ЕЕС, разширяване на района около централата, запазила собствените си нужди и работеща в островен режим,

разширяване на коридорите около централата за осигуряване на постепенно натоварване чрез повишаване на мощността, съответно свързване на районите и възстановяване на преносната мрежа. В тази връзка е необходимо да се извърши оценка дали централата е претърпяла допълнителни разходи, които да се компенсират. Следва да се има предвид, че разходите, възникнали за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД от изпълнение на задължения по Плана за възстановяване и пълноценно участие в регулирането на честотата на напрежението в системата, се покриват чрез заплащане по регулирани цени или по цени на балансиращия пазар на дейностите, в които дружеството участва при възстановяване и регулиране на ЕЕС.

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

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

**Във връзка с гореизложеното, цените за електрическа енергия и разполагаемост на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД са, както следва:**

- 1. Цена за електрическа енергия – 46,85 лв./MWh, без ДДС, при:**
  - необходими приходи за енергия – 340 404 хил. лв.;
  - нетна електрическа енергия – 7 265 292 MWh.
- 2. Цена за разполагаемост – 28,23 лв./MW\*h без ДДС, при:**
  - необходими приходи за разполагаемост – 236 210 хил. лв.;
  - разполагаемост на предоставената мощност – 8 367 410 MW\*h.

#### **„СЕНТРАЛ ХИДРОЕЛЕКТРИК ДЪО БУЛГАРИ“ ЕООД**

Със заявление с вх. № Е-13-17-4 от 30.03.2017 г. „Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД е направило искане за утвърждаване на цени на електрическата енергия, алтернативно за компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 6 от ЗЕ, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани със защита на обекти, предназначени за регулиране нивото на водните обеми на язовир „Искър“, въз основа на издадено разпореждане от Министерството на околната среда и водите (МОСВ) с оглед предотвратяване на рисковете за неконтролируемо изпускане на води, застрашаващо живота и здравето на населението в поречието на река Искър.

Дружеството предлага за периода от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г. да му бъде утвърдена цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик в размер на 122,84 лв./MWh, при ценообразуващи елементи:

- необходими годишни приходи – 6 226 хил. лв.;
- регулаторна база на активите – 8 575 хил. лв.;
- среднопретеглена норма на възвръщаемост – 7,43%;
- нетна електрическа енергия – 50 683 MWh.

„Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД предлага горното количество нетна електрическа енергия да бъде включено в количествата електрическа енергия, изкупувани от обществения доставчик на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ.

„Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД е направило искане за признаване на разходи, произтичащи от наложени му задължения към обществото, в размер на 3 806 хил. лв. Дружеството посочва, че това са част от постоянните разходи, отчетени през 2016 г. За обосноваване на искането, дружеството е посочило, че каскада „Искър“ е единственото съоръжение на територията на гр. София, гарантиращо контролираното изтичане на язовир „Искър“ с оглед осигуряването на безопасността при бедствия и аварии. Посочва също, че независимо от големия обем инсталирана мощност ВЕЦ „Пасарел“ и ВЕЦ „Кокаляне“, обединени в каскада „Искър“, не могат да работят по всяко време и да произвеждат електрическа енергия в конкурентни условия. Дружеството твърди, че средногодишната използваемост на централите се свежда до около един календарен месец, като съоръженията изпълняват наложени задължения към обществото, свързани с предотвратяване на наводнения и природни бедствия от неконтролируемо изпускане на водни обеми от язовир „Искър“, съгласно заповед на министъра на околната среда и водите. В тази връзка „Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД посочва необходимост от средства за осигуряване на безопасна и безаварийна експлоатация на съоръженията, включително за извършване на ежегоден технически преглед и изпълнение на необходимите инвестиционни и ремонтни дейности. Дружеството отбелязва, че предвид специфичните задължения, които изпълнява, работата му в условията на свободен пазар е рискова. За доказване на работата на ВЕЦ „Пасарел“ и ВЕЦ „Кокаляне“, обединени в каскада „Искър“, по разпореждане на МОСВ са приложени писма от МОСВ с изх. № 26-00-1189 от 17.05.2016 г., изх. № 91-00-29 от 11.05.2016 г., изх. № 26-00-671 от 10.03.2016 г., изх. № не се чете от 2016 г., изх. № 26-00-264 от 24.08.2016 г. и изх. № 04-00-224 от 20.10.2016 г.

Във връзка с изложеното в приетия от КЕВР доклад с вх. № Е-Дк-311 от 26.05.2017 г. по повод искането на „Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД не е постъпило възражение от дружеството или от заинтересовани лица.

По отношение на искането на „Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД за утвърждаване на цена на електрическата енергия за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. следва да се има предвид, че на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ КЕВР определя разполагаемостта за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик сключва сделки с крайните снабдители. Следователно предмет на сделките по регулирани цени са количествата електрическа енергия, определени по реда на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ. В изпълнение на посочената законова разпоредба, Комисията е приела Решение № ТЕ-027 от 01.07.2017 г. относно определяне за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. на разполагаемост за производство на електрическа енергия от производителите, в съответствие с която те са длъжни да сключват сделки по регулирани цени с обществения доставчик. В посоченото решение КЕВР не определя количества електрическа енергия на „Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД за производство за регулирания пазар, поради което на дружеството не следва да бъдат утвърждавани цени.

По отношение на искането на „Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД за компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 6 от ЗЕ, произтичащи от наложени задължения към обществото, са релевантни обстоятелствата:

„Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД произвежда електрическа енергия от ВЕЦ с обща инсталирана мощност над 10 MW. Дружеството експлоатира ВЕЦ „Пасарел“ и ВЕЦ „Кокаляне“, обединени в каскада „Искър“, като общата инсталирана мощност на ВЕЦ „Пасарел“ е 31 MW, а на ВЕЦ „Кокаляне“ 25 MW.

Съгласно чл. 35, ал. 2, т. 6 от ЗЕ за разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, се приемат и такива от наложени други допълнителни задължения.

Според чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, енергийните предприятия подават заявление, към което следва да представят доказателства за основанието и размера на тези разходи.

Представените от дружеството писма на МОСВ не доказват размер на претърпени разходи през предходния ценови период, подлежащи на компенсиране по реда на чл. 35 от ЗЕ. Неоснователен е и аргументът на дружеството, че въпреки произведеното през 2016 г. количество електрическа енергия в размер на 94 585 MWh при сравнително висока средногодишна използваемост на каскадата, тъй като същата през 2016 г. е работила повече спрямо обичайното производство при нормална и средносуха година, приходите от продажби на електрическа енергия са значително по-малко от предходни отчетни периоди и не покриват необходимите приходи на централата, които биха се получили в условията на регулиран пазар. В тази връзка следва да се има предвид, че по реда на чл. 35 от ЗЕ се компенсират извършени разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, а не разходи, произтичащи от разлики между себестойността на произвежданата електрическа енергия от дружеството и цените на свободния пазар.

**Предвид гореизложеното, на „Сентрал Хидроелектрик Дьо Булгари“ ЕООД не следва да бъдат компенсирани разходи по реда на чл. 35 от ЗЕ.**

### **„Национална електрическа компания“ ЕАД**

Прилаганите от НЕК ЕАД цени на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, са както следва:

- цена за задължения към обществото в размер на 37,02 лв./MWh, без ДДС, която се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция и електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи;
- цена, по която дружеството в качеството му на обществен доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители за доставка на електрическа енергия на клиентите на регулирания пазар – 107,90 лв./MWh, без ДДС;
- цена, по която дружеството в качеството му на обществен доставчик продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи – 39,99 лв./MWh, без ДДС;
- цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД – 59,98 лв./MWh, без ДДС.

#### **I. Предоставена от НЕК ЕАД прогнозна информация**

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-39 от 31.03.2017 г. за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 74,25 лв./MWh, без ДДС. Дружеството не е предложило конкретни стойности на цена за задължения към обществото, цена, по която дружеството, в качеството му на обществен доставчик, ще продава електрическа енергия на крайните снабдители, и цена, по която дружеството, в качеството му на обществен доставчик, ще продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи.

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

- количествата електрическа енергия, необходими за крайните снабдители и за компенсиране на технологичните разходи по преносната и съответно по разпределителните мрежи, са по представените прогнози от електроснабдителните, електроразпределителните дружества и ЕСО ЕАД, в размер на 16 018 545 MWh;
- количествата електрическа енергия, които общественият доставчик ще закупува от производители на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ), са съгласно предоставените от дружествата прогнози, като е отразено и въвеждането на нови



мощности. Новите мощности са на производители, присъединени само към електроразпределителните мрежи. При обвързване на покупките и продажбите на електрическа енергия са отразени количествата от ВИ, съответстващи на нетното специфично производство (НСП). Количества електрическа енергия над НСП са отразени само в месеца, в който ВИ достигат лимита си;

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

- общото количество електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, предназначено за регулирания пазар, е прогнозирано на нивото на определеното в Решение № ТЕ-026 от 30.06.2016 г. на КЕВР – 3 682 870 MWh;

- количества електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД – 317 760 MWh за покриване потреблението на клиентите на крайните снабдители през зимните месеци от ноември до февруари, когато потреблението на регулирания пазар е по-голямо. НЕК ЕАД е разработило и втори вариант, при който количествата електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД са в размер на 1 707 863 MWh, а количествата на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД са намалени с 1 390 103 MWh до 2 292 767 MWh;

- количествата електрическа енергия от „Ей И Ес-ЗС Марица Изток 1“ ЕООД са малко по-големи от задължителното минимално количество за изкупуване по условията на Споразумението за изкупуване на енергия (СИЕ);

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

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

1. Условно-постоянни разходи – 96 668 хил. лв., прогнозирани на базата на отчета за 2016 г., с увеличение на някои от елементите на разходите: увеличени разходи за ремонти с 3 140 хил. лв. спрямо отчета за 2016 г., увеличени разходи за заплати, разходи за осигуровки и социални разходи с 1,55%, и увеличени разходи, пряко свързани с дейността по лицензията;

2. Променливи разходи в размер на 83 094 хил. лв.;

3. Регулаторна база на активите в размер на 1 285 148 хил. лв.;

4. Норма на възвръщаемост от 5%;

5. Количества произведена електрическа енергия – 3 285 713 MWh, изчислени като средногодишно производство за последните 11 години;

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

- некомпенсирани разходи, които НЕК ЕАД следва да се покрие от регулирания пазар, в размер на 10 274 хил. лв., в т.ч.:

1. Разходи на общественния доставчик във връзка с Решение № Ц-26 от 21.07.2016 г. на КЕВР, издадено въз основа на влязло в сила решение № 5692 от 14.09.2015 г. по а.д. № 5802/2015 г. на АССГ, потвърдено с решение на ВАС № 5966 от 18.05.2016 г. по а.д. № 12676/2015 г., в размер на 561 хил. лв.;

2. Разходи на общественния доставчик във връзка с Решение № Ц-4 от 16.03.2017 г., издадено въз основа на влязло в сила решение № 1166 от 24.02.2016 г. по а.д. № 3908/2015 г. на АССГ, потвърдено с решение № 14068 от 20.12.2016 г. на ВАС по а.д. № 4555/2016 г., в размер на 5 585 хил. лв.;

3. Разходи на общественния доставчик, произтичащи от извършена корекция на елемента РС от цената за възстановяване на капитала, вследствие на изменение на договора за присъединяване между „Ей И Ес-ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и ЕСО ЕАД, в размер на 585 хил. лв.;

4. Разходи за изкупуване на електрическа енергия от „Брикел“ ЕАД, произтичащи от Решение № Ц-51 от 30.12.2015 г. на КЕВР, с което се увеличава преференциалната цена

на дружеството, без да се отрази в продажната цена на обществения доставчик. Допълнителните разходи, които е направило НЕК ЕАД за периода 01.01.2016 г. – 30.06.2017 г., са 2 360 хил. лв.;

5. С писмо с вх. № Е-13-01-39 от 05.05.2017 г. относно допълнение към заявление за утвърждаване на цени на електрическа енергия от НЕК ЕАД, общественият доставчик предявява за компенсиране и разходи в размер на 1 183 хил. лв., свързани с Решение № Ц-8 от 28.04.2017 г. на КЕВР и Решение № Ц-4 от 16.03.2017 г. на КЕВР;

– некомпенсирани разходи за предходни ценови периоди, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото, в размер на 1 510 767 хил. лв., в т.ч.:

1. Разходи за електрическа енергия по дългосрочни договори за периода 01.07.2014 г. – 31.07.2015 г. в размер на 502 641 хил. лв.;

2. Разходи за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници за периода 01.07.2014 г. – 31.07.2015 г., в размер на 245 082 хил. лв.;

3. Разходи за емисии парникови газове за периода 01.07.2014 г. – 31.07.2015 г. в размер на 102 835 хил. лв.;

4. Разходи за дейността „обществена доставка“ за периода 01.07.2014 г. – 31.07.2015 г. в размер на 25 211 хил. лв.;

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

6. Компенсация на разходите, свързани с експлоатацията на ПАВЕЦ за ценовия период 2013 г. – 2014 г. до стартиране на балансиращия пазар, в размер на 243 156 хил. лв.;

7. Невъзстановени разходи от Методика за компенсиране на разходите по чл. 35 от Закона за енергетиката и за разпределение на тези разходи между крайните клиенти, присъединени към електроенергийната система, свързани със задължително изкупуване на електрическа енергия (Методика), произведена от възобновяеми източници, в размер на 79 530 хил. лв.;

8. Невъзстановени разходи на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД от Методиката, по Вътрешно Арбитражно Дело (ВАД) № 360/2014 г., в размер на 19 187 хил. лв.;

9. Невъзстановени разходи от Фонда за въглеродни емисии за ценовия период 2013 г. – 2014 г. в размер на 205 953 хил. лв.;

– Общественият доставчик предлага количествата електрическа енергия над определените в решението на КЕВР по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ за количества електрическа енергия, предназначени за покриване на технологичните разходи по преноса през електропреносната и електроразпределителните мрежи, да се продават от обществения доставчик по утвърдената цена за крайните снабдители, без компонентата за задължения към обществото. НЕК ЕАД аргументира предложението си с разпоредбата на чл. 97, ал. 1, т. 1 от ЗЕ, въз основа на която общественият доставчик е задължен да им доставя цялото необходимо количество електрическа енергия, независимо че то надхвърля определените с решения на КЕВР прогнозни количества, и то по утвърдената регулирана цена за технологични разходи. Според НЕК ЕАД количествата електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, прогнозираните от електроразпределителните дружества за новия регулаторен период, са силно занижени (с над 10% спрямо отчета за 2016 г.) и НЕК ЕАД ще понесе финансовия риск от неточното прогнозиране, т.е. ще направи допълнителни разходи за осигуряване на енергия за технологични разходи над прогнозираните, което ще се отрази негативно на финансовия резултат на дружеството. Общественият доставчик подчертава, че разпределителните дружества получават електрическа енергия за покриване на технологични разходи по цена под пазарните нива, като не понасят никакви санкции за увеличените технологични разходи и нямат стимул за тяхното намаление.

**II. Анализ на постъпилото становище от НЕК ЕАД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

С писма с вх. № Е-13-01-54 от 08.06.2017 г. и вх. № Е-13-01-58 от 21.06.2017 г. НЕК ЕАД е представило възражения, както следва:

1. Общественият доставчик счита определената в доклада прогнозна средна преференциална цена на електрическата енергия от възобновяеми източници (ВИ) в размер на 277,87 лв./MWh за силно подценена и с 18,55 лв./MWh по-ниска спрямо заявената и изчислена по прогнозите от производителите цена, възлизаща на 297,42 лв./MWh, което се равнява на 68 млн. лв. по-малко разходи за закупуване на електроенергия по чл. 31, ал. 5 от ЗЕВИ. Дружеството отчита трайна тенденция при определянето на средната преференциална цена на електроенергията от ВИ, Комисията да не се съобразява както с прогнозите на производителите, така и с отчетената за регулаторните периоди цена, и посочва, че законови задълженията за изкупуване на електроенергия от ВИ имат както обществения доставчик, така и крайните снабдители, но рискът от неточните прогнози е само за обществения доставчик.

Комисията приема възражението за частично основателно. Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВИ, са преизчислени на база отчетни данни за производството за 2016 г., предоставени от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) и НЕК ЕАД, като са взети предвид:

- актуализираните преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, утвърдени с Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР;

- количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия от ВИ над нетното специфично производство;

- обстоятелството, че поради задължението на обществения доставчик по чл. 69, ал. 1 от ПТЕЕ, част от разходите за изкупуване на електрическа енергия от ВИ са предизвикани от платими по преференциална цена излишъци в деня на доставка (Д), които следва да се покриват чрез приходи на НЕК ЕАД, формирани от цената по чл. 73 от ПТЕЕ и методиката за разпределяне на задължения по небаланси в специалната балансираща група на обществения доставчик.

2. НЕК ЕАД изразява несъгласие с непризнаването на общо 14 млн. лв. от условно-постоянните разходи, формиращи цената на произведената от собствени ВЕЦ електрическа енергия, като посочва, че разходите за безплатна храна се определят въз основа на Наредба № 11 от 21.12.2015 г. и се обвързват с минималната работна заплата за страната, разходите за охрана са съгласно сключени договори и са в изпълнение на Закона за защита при бедствия, Закона за Държавна агенция „Национална сигурност“, Правилника за прилагането на Закона за Държавна агенция „Национална сигурност“ и ПМС № 181, а социалните разходи са определени в съответствие с колективния трудов договор и са съгласувани с централните синдикални организации, Национална федерация на енергетиците – КНСБ, Федерация „Енергетика“ – Подкрепа, Независима синдикална федерация на енергетиците в България – КНСБ. Според НЕК ЕАД намалението на разходите за услугата водоподаване и такса водовземане е неоправдано поради големите количества подавана вода за следващия регулаторен период вследствие очакваното по-високо производство на електроенергия от ВЕЦ от отчетеното за базовата година.

Комисията приема възражението за неоснователно. Приложимият по отношение на НЕК ЕАД метод за регулиране обвързва признатите разходи с отчетените такива през базисната година, съпоставени с утвърдените за предходния регулаторен период, като Комисията преценява икономическата обосновааност на предложените стойности на разходите и отражението им по отношение на гарантирането на експлоатационната дейност на централите. В тази връзка е признатото завишение на разходите за ремонт на съоръженията. Следва да се има предвид, че цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 70,03 лв./MWh е със 17% по-висока спрямо утвърдената за регулаторния период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. и финансово ще обезпечи икономически обосновааните разходи на дружеството. Допълнителните разходи, възникнали в резултат на преговори със синдикални

организации и изменение на съществуващи договори, следва да се покриват от допълнителните приходи на дружеството от продажба на балансираща енергия и пикова енергия на свободния пазар.

3. По отношение корекцията на разходите за ПАВЕЦ и препоръката излишните количества да се реализират на платформата на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ), дружеството счита, че на този етап последното е невъзможно, тъй като при регистриране на графика за работа за следващия ден борсата вече е приключила сесията си, а все още няма действаща платформа за търгуване в рамките на деня.

Комисията приема възражението за неоснователно. Разпоредбите на глава шеста, раздел I от ПТТЕЕ регламентират сроковете за подаването на графици към обществения доставчик, които позволяват реализиране на излишните количества. Следва да се има предвид също, че платформата за търгуване в рамките на деня се очаква да стартира в началото на 2018 г.

4. Дружеството настоява компонентата за дейността по чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ да бъде определена в размер на максималната допустима стойност от 3%, тъй като приходите от нея не могат да възстановят напълно разходите на обществения доставчик, поради големия размер на лихвите, които дружеството трябва да погаси по кредитните споразумения с БЕХ ЕАД.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Според разпоредбата на чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ утвърдените необходими годишни приходи за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ включват и компонента в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството. В тази връзка Комисията счита, че при определянето на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от крайни снабдители“ и за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ следва да бъде приложен общ подход, като компонентата бъде изчислена в размер на 2,29% от цената за енергия на НЕК ЕАД за регулирания пазар. Аргументи за определяне на стойността на тази компонента са изложени по-долу в мотивите на настоящото решение. Следва да се има предвид, че за погасяване на главниците и лихвите по кредитните споразумения с БЕХ ЕАД, освен приходите си от компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, дружеството следва да използва приходите си от признати разходи за предходни ценови периоди и част от реализираната печалба от продажба на електрическа енергия на свободния пазар.

5. Общественият доставчик отбелязва, че за предстоящия регулаторен период, с изключение на разходи по Методика за компенсиране на разходите на обществения доставчик и крайните снабдители, произтичащи от наложени им към обществото задължения за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени от възобновяеми енергийни източници и високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, приета с решение по Протокол № 117 от 16.07.2012 г. на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (Методиката от 2012 г.), не са предвидени за компенсиране разходи, извършени през минали регулаторни периоди, въпреки че КЕВР за една част от тях е приела план за поетапно компенсиране. Според дружеството невъзстановените разходи към момента възлизат на 1 441 742 хил. лв. Във връзка с горното, НЕК ЕАД отправя предложение за постепенното намаляване на натрупания тарифен дефицит, с цел избягване нарастването на начисляваните лихви за просрочени плащания, чрез разработване на подходящ механизъм за компенсиране на разходите от минали регулаторни периоди, със срокове за погасяване, които стриктно да се спазват, без да се разсрочват безкрайно във времето.

Комисията приема по принцип предложението на НЕК ЕАД по отношение на компенсирането на предявените от обществения доставчик разходи за възстановяване за минали периоди. Но следва да се има предвид, че преди изготвянето на подобен механизъм е необходим допълнителен анализ и проверка за установяване на реалния размер на некомпенсираните разходи, както и каква част от тях следва да бъдат класифицирани като тарифен дефицит, след което механизмът за възстановяване, както и

тарифният дефицит, следва да преминат процедура по нотификация в Европейската комисия (ЕК).

6. Дружеството възразява срещу непризнаването на допълнително възникнали разходи от решения на КЕВР за утвърждаване на по-високи преференциални цени въз основа на влезли в сила съдебни решения за минали регулаторни периоди. Според дружеството изводът за надвзет приход от цена за задължения към обществото, в резултат на по-ниското производство на „Брикел“ ЕАД, не е коректен, тъй като НЕК ЕАД не изкупува само и единствено електроенергия от „Брикел“ ЕАД и е необходимо при извършването на анализа да се вземат предвид всички законови задължения по чл. 93а, чл. 94, чл. 97 и др. от ЗЕ, а така също и признатите, но некомпенсирани до момента разходи от минали периоди, като се отчете фактът, че всеки допълнителен разход за минали периоди, възникнал в резултат на изпълнение на влезли в сила съдебни решения, нарушава паричния поток на НЕК ЕАД за текущите периоди.

Комисията приема възражението за неоснователно. При спазване на принципите, заложи в ЗЕ при утвърждаване на цените, Комисията следва да осигурява равнопоставеност и баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите и е недопустимо да отразява в цените допълнително възникнали разходи за енергийните дружества, тъй като *„нарушават паричния им поток“*, но да не взема под внимание надвзети приходи, които са облекчили паричния им поток в значителна степен. Аргументи относно некомпенсираните разходи от минали периоди са изложени по-горе в т. 5 и по-долу в настоящото решение.

7. Общественият доставчик очаква на база отчетните данни за периода от 01.07.2016 г. до 31.05.2017 г. предвидените в разпределението на приходите от ФСЕС средства за намаляване на цената за задължения към обществото за текущия регулаторен период да бъдат с недостиг от 10 319 хил. лв. Дружеството напомня, че тъй като съгласно чл. 18 от Наредбата за реда и начина за набирането, разходването, отчитането и контрола на средствата на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (обн. ДВ, бр. 97 от 2015 г.) разходите на обществения доставчик, които следва да бъдат покрити със средства от ФСЕС, включително за минали регулаторни периоди, се определят съобразно решенията на КЕВР за утвърждаване на цени на електрическа енергия, недостигът на средства за текущия регулаторен период в размер на 10 319 хил. лв. следва да бъде предвиден като разход за компенсация през следващия регулаторен период. НЕК ЕАД също така посочва, че съществува потенциален риск от недостиг на приходи във ФСЕС, произтичащ от средната тръжна цена на нетните количества квоти за емисии на парникови газове, които България ще реализира на Европейската енергийна борса.

Във връзка с горните аргументи на НЕК ЕАД следва да се има предвид, че към настоящия момент Комисията не разполага с официални документи и отчетни данни за целия регулаторен период, които да позволят извършване на проверка относно обосноваването на исканията за компенсация, както и да извърши анализ на надвзети и недовзети приходи на НЕК ЕАД по отделните пера, по които дружеството следва да бъде компенсирано от ФСЕС. След представянето на всички факти и документи, относими към възникналия дефицит, Комисията ще може да прецени обосноваването на искането на обществения доставчик, респективно да предвиди или не компенсация през следващ регулаторен период.

### **III. Ценообразуващи елементи**

#### **1. Цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД**

След анализ на информацията, която се съдържа в подаденото от НЕК ЕАД заявление за цени и в представения предварителен годишен финансов отчет на дружеството за 2016 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски, разходите за горива,

работно облекло, канцеларски материали, пощенски разходи, абонаментно поддържане, вода, отопление и осветление са признати на ниво отчет 2016 г. Разходите за безплатна предпазна храна, социалните разходи и разходите за въоръжена и противопожарна охрана са признати на ниво отчет 2015 г. В структурата на условно-постоянните разходи не са включени заявените от дружеството разходи, класифицирани като: други разходи и други външни услуги. Поисканото увеличение на разходите за ремонт в размер на 3 140 хил. лв. е обосновано предвид гарантиране на безопасността и сигурността на съоръженията и отразено в общата стойност на условно-постоянните разходи.

Променливите разходи са коригирани от 83 094 хил. лв. на 76 792 хил. лв. в резултат на: Разходите за такси водовземане са коригирани до отчетните нива през базисната година. Разходите за закупена електрическа енергия от ПАВЕЦ са коригирани от 29 400 хил. лв. на 24 077 хил. лв. Предложеният от дружеството размер на тези разходи отразява 420 000 MWh закупена електрическа енергия за недопускане на делегиран излишък в Д-1. Предвид възможностите, които предлага пазара „ден напред“, общественият доставчик следва да полага усилия за реализиране на тези излишъци на платформата на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД. В тази връзка прогнозните количества за работа на ПАВЕЦ в помпен режим са коригирани с 11,5% на 372 000 MWh и остойностени по среднопретеглена цена на микса от електрическа енергия на централи с недиспечерируемо производство (ВЕИ и ВЕКП) и такива с бандов график – „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, и са представени в следващата таблица:

|                                                      | <i>Количество, MWh</i> | <i>Цена, лв./MWh</i> | <i>Разходи на НЕК ЕАД</i> |
|------------------------------------------------------|------------------------|----------------------|---------------------------|
| <b>Електрическа енергия - консум. ПАВЕЦ, в т.ч.:</b> | <b>372 000</b>         | <b>64,72</b>         | <b>24 077</b>             |
| „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД                                   | 130 200                | 54,92                | 7 151                     |
| ВЕИ и ВЕКП производители                             | 241 800                | 70,00                | 16 926                    |

Цените на ВИ и ВЕКП производителите са приети на нивото на пазарната цена, тъй като разликата до действителната стойност на прилаганите преференциални цени се покрива от цената за задължения към обществото. Посоченият механизъм е валиден единствено при обвързване на графиците в деня преди доставката Д-1, като закупената електрическа енергия за работата на ПАВЕЦ, предизвикана от излишъци в деня на доставка Д, следва да се покрива от балансиращия пазар.

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

**В резултат на гореизложеното цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, е определена в размер на 70,03 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:**

**1. Необходими годишни приходи – 230 101 хил. лв., в т.ч.:**

- условно-постоянни разходи – 89 108 хил. лв.;
- променливи разходи – 76 792 хил. лв.;
- възвръщаемост – 64 201 хил. лв.

**2. Количества произведена електрическа енергия – 3 285 713 MWh.**

## **2. Цена за задължения към обществото**

Цената за задължения към обществото е формирана въз основа на: разходи, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които общественият доставчик ще закупува електрическа енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ през новия ценови период; разходи за компенсиране на разходи за периода 01.07.2012 г. – 31.07.2013 г. на обществения доставчик от Методиката от 2012 г. и разходи за компенсиране на обществения доставчик във връзка с Наредба № Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г. за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници (ННТРЕВИ).

Необходимите приходи от цената за задължения към обществото са намалени с

очакваните приходи от ФСЕС, създаден по чл. 36б, ал. 1 от ЗЕ за управление на средствата за покриване на разходите, извършени от обществения доставчик, произтичащи от задълженията му по чл. 93а, определени с решение на Комисията, включително за минали регулаторни периоди. Приходите на фонда са оценени на 478 647 хил. лв., като включват приходите, получени от търговете на квоти за емисии на парникови газове, предвидени в Закона за опазване на околната среда, постъпленията от продажбата на енергия от възобновяеми източници, постъпили от договори за статистическо прехвърляне по ЗЕВИ и приходите съгласно чл. 36е от ЗЕ.

Пълният размер на приходите от продажба на квоти емисии е оценен на 228 036 хил. лв., като са взети предвид прогнозните по-високи нетни количества квоти за емисии на парникови газове спрямо 2016 г., които Р България ще реализира на Европейската енергийна борса (ЕЕХ). За целите на изготвената прогноза е използвана информация от МОСВ, съгласно която през 2016 г. на общата тръжна платформа, осигурена от ЕЕХ, ще бъдат реализирани 22 595 500 общи квоти за емисии на парникови газове от инсталации. Въз основа на постигнатата средна тръжна цена на годишна база през 2015 г. и прогнозите на анализаторите, общите квоти са остойностени по средна цена в размер на 5,16 €/квота.

Въз основа на прогнозата за следващия ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с производството на електрическа енергия, приходите във фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 250 612 хил. лв.

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

| <b>Разпределение на приходите от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“</b> |                                                                                                                                                                                                 |                 |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|
|                                                                                     | <b>Разходи на обществения доставчик</b>                                                                                                                                                         | <i>хил. лв.</i> |
| 1                                                                                   | Компенсация на разходи на ОД от Методиката от 2012 г. за периода 01.07.2012 – 31.07.2013 г.                                                                                                     | 79 530          |
| 2                                                                                   | Компенсация на обществения доставчик за предвидените в Наредба за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници, отстъпки от компонентата за зелена енергия | 108 426         |
| 3                                                                                   | Компенсация на обществения доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ вноска по чл. 36е от ЗЕ                                                                                   | 51 663          |
| 4                                                                                   | Средства от фонда за намаляване на цената за задължения към обществото                                                                                                                          | 239 028         |

В частта невъзстановени разходи на обществения доставчик от предходни ценови периоди, които ФСЕС следва да компенсира на НЕК ЕАД, са включени единствено невъзстановените разходи на обществения доставчик от Методиката от 2012 г. за периода 01.07.2012 – 31.07.2013 г. в размер на 79 530 хил. лв.

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

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

|                                                                                                            |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Разходи на обществения доставчик, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото</b> |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

|   |                                                                                                                                          | Количество<br>електрическа<br>енергия | Разходи за<br>електрическа<br>енергия по<br>преференциална<br>цена | Некомпенсирани<br>разходи на<br>обществения<br>доставчик |
|---|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|
|   |                                                                                                                                          | MWh                                   | хил.лв.                                                            | хил.лв.                                                  |
| 1 | ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1“                                                                                                             | 3 218 400                             | 542 815                                                            | 317 527                                                  |
| 2 | ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“                                                                                                        | 4 593 886                             | 490 450                                                            | 168 878                                                  |
| 3 | ВЕИ                                                                                                                                      | 3 681 386                             | 1 026 934                                                          | 769 237                                                  |
| 4 | Централа с комбинирано производство<br>на електрическа и топлинна енергия                                                                | 2 799 776                             | 420 012                                                            | 224 028                                                  |
| 5 | Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ за намаляване на<br>цената за задължения към обществото                        |                                       |                                                                    | -239 028                                                 |
| 6 | <b>Некомпенсирани разходи на обществения доставчик, които следва да се<br/>покрият от приходите от цена за задължения към обществото</b> |                                       |                                                                    | <b>1 240 641</b>                                         |

Некомпенсираните разходи на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, от високоефективно комбинирано производство и по сключените СИЕ съгласно чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на тази електрическа енергия и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена. За целите на ценообразуването е приета средногодишна пазарна цена от 70,00 лв./MWh, съобразена с продуктите, които НЕК ЕАД има възможност да предлага на пазара на електрическа енергия. Посочената цена е изчислена, като са взети предвид и отчетни данни от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за постиганата среднопретеглена продажна цена на свободния пазар за 2016 г., както и среднопретеглена годишна цена на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД, румънската борса OPCOM и унгарската борса HUPX, получени въз основа на среднопретеглени месечни отчетни цени за 2016 г., с отразени резултатите от годишните търгове за преносни способности (капацитети) на румънско-българска граница.

Съгласно чл. 35, ал. 5 и чл. 100, ал. 3 от ЗЕ тези разходи се разпределят по прозрачен начин между всички крайни клиенти, включително ползващите електрическа енергия от внос, присъединени към електроенергийната система, оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи. Цената за задължения към обществото се изчислява върху цялото потребление на електрическа енергия в страната и се заплаща от всички крайни клиенти, включително оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, като за клиентите на регулирания пазар е включена в цената за активна енергия на крайните снабдителни, а за клиентите на свободния пазар като добавка към договорената цена на електрическата енергия.

По-долу, предвид разпоредбите на ННТРЕВИ, освен цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, са представени и цените, определени в съответствие с условията на посочената наредба.

Формирането на компонентата за разпределение на разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, като част от цената за задължения към обществото и формирането на цената за задължения към обществото е представено в следващата таблица:

| Формиране на цена за задължения към обществото |                                                                                                                                                            |                                       |                       |         |
|------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|-----------------------|---------|
|                                                |                                                                                                                                                            | Количество<br>електрическа<br>енергия | Необходими<br>приходи | Цена    |
|                                                |                                                                                                                                                            | MWh                                   | хил. лв.              | лв./MWh |
| 1                                              | Компонента на цената за задължения към обществото,<br>отразяваща разходите за изкупуване на електрическа<br>енергия, произведена от възобновяеми източници | 33 301 348                            | 769 237               | 23,10   |



|   |                                   |            |           |       |
|---|-----------------------------------|------------|-----------|-------|
| 2 | Цена за задължения към обществото | 33 301 348 | 1 240 641 | 37,25 |
|---|-----------------------------------|------------|-----------|-------|

Въз основа на изложеното по-горе цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, е 37,25 лв./MWh, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,10 лв./MWh.

За предприятията, отговарящи на условията на ННТРЕВИ, цените за задължения към обществото, са както следва:

1. в случай на интензивност на електроенергията от 5% до 10%, включително – 28,01 лв./MWh;
2. в случай на интензивност на електроенергията над 10% до 20%, включително – 23,39 лв./MWh;
3. в случай на интензивност на електроенергията над 20% – 17,62 лв./MWh.

**3. Цени на НЕК ЕАД, по които, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи**

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

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

В таблицата по-долу са представени по производители количествата електрическа енергия, които НЕК ЕАД следва да реализира на регулирания пазар, както и за информация – количествата електрическа енергия за свободния пазар.

| Количества електрическа енергия, които НЕК ЕАД следва да реализира на свободния и регулирания пазар |                                                                        |                                           |                                              |                                             |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------------------------|
| №                                                                                                   | Производители                                                          | Общо количество електрическа енергия, MWh | Електрическа енергия за регулиран пазар, MWh | Електрическа енергия за свободен пазар, MWh |
| 1                                                                                                   | „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД                                                     | 3 100 527                                 | 3 100 527                                    | 0                                           |
| 2                                                                                                   | „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД                                               | 900 103                                   | 900 103                                      | 0                                           |
| 3                                                                                                   | Закупена електрическа енергия по реда на чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ        | 17 579 161                                | 11 847 915                                   | 5 731 246                                   |
| 3.1                                                                                                 | „Ей и Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД                                     | 3 218 400                                 | 2 445 984                                    | 772 416                                     |
| 3.2                                                                                                 | „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД                                       | 4 593 886                                 | 3 675 109                                    | 918 777                                     |
| 3.3                                                                                                 | Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия | 2 799 776                                 | 2 236 621                                    | 563 155                                     |
| 3.4                                                                                                 | ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ                                                   | 3 681 386                                 | 2 576 970                                    | 1 104 416                                   |
| 3.5                                                                                                 | Производители в състава на НЕК ЕАД                                     | 3 285 713                                 | 913 231                                      | 2 372 482                                   |
| 4                                                                                                   | <b>ОБЩО:</b>                                                           | <b>21 579 791</b>                         | <b>15 848 545</b>                            | <b>5 731 246</b>                            |

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

– 15 848 545 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар и на електропреносното и електроразпределителните дружества за покриване на технологични разходи (регулиран пазар);

– 5 731 246 MWh са предназначени за реализиране на пазара по свободно договорени цени и за износ, като разликата между по-високите от пазарните цени (по които НЕК ЕАД изкупува електрическата енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ) и пазарната цена се компенсира чрез част от приходите на обществения доставчик от цената за задължения към обществото.

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

| Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик |                                                                        |                                 |           |                                       |
|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|-----------|---------------------------------------|
|                                                                                     | ПОЗИЦИЯ                                                                | Прогноза за регулаторния период |           | Средна цена на електрическата енергия |
|                                                                                     |                                                                        | MWh                             | хил.лв.   | лв./MWh                               |
| 1                                                                                   | 2                                                                      | 3                               | 4         | 5                                     |
| 1                                                                                   | „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД                                                     | 3 100 527                       | 170 281   | 54,92                                 |
| 2                                                                                   | „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД                                               | 900 103                         | 67 580    | 75,08                                 |
| 3                                                                                   | Закупена електрическа енергия по реда на чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ        | 11 847 915                      | 1 923 237 | 162,33                                |
| 3.1                                                                                 | „Ей и Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД                                     | 2 445 984                       | 412 540   | 168,66                                |
| 3.2                                                                                 | „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД                                       | 3 675 109                       | 392 360   | 106,76                                |
| 3.3                                                                                 | Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия | 2 236 621                       | 335 530   | 150,02                                |
| 3.4                                                                                 | ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ                                                   | 2 576 970                       | 718 854   | 278,95                                |
| 3.5                                                                                 | Производители в състава на НЕК ЕАД                                     | 913 231                         | 63 954    | 70,03                                 |
| 4                                                                                   | Средна покупна цена на обществения доставчик (p.1+p.2+p.3)             | 15 848 545                      | 2 161 097 | 136,36                                |

Разходите за електрическа енергия от „Ей и Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, участващи във формирането на средната покупна цена за електрическа енергия на НЕК ЕАД, са изчислени на база показателите, заложили във финансовите модели към сключените СИЕ.

Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, са изчислени на база отчетни данни за производството за 2016 г., предоставени от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) и НЕК ЕАД. С Решение № СП-1 от 31.07.2015 г., на основание § 17 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.) е установено нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в съответните решения на Комисията по ЗЕВИ. Съгласно изменението на чл. 31, ал. 5, т. 1 от ЗЕВИ (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.) общественият доставчик, съответно крайните снабдители, изкупуват произведената електрическа енергия от възобновяеми източници по преференциална цена до размера на нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциални цени в съответните решения на КЕВР. В съответствие с изложените факти и обстоятелства са редуцирани количествата електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, които НЕК ЕАД е длъжно да изкупува. При определяне на разходите за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени са взети предвид и изискванията на § 18 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за

енергетиката (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.).

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са отчетени в съответствие с Решение № Ц-18 от 01.07.2017 г.

Некомпенсираните разходи, заявени от НЕК ЕАД, които следва да се покрият от регулирания пазар, в размер на 10 274 хил. лв. не са включени в миксовата цена на дружеството. Една от компонентите, формиращи общата стойност на заявените разходи за компенсиране, е некомпенсиран разход за изкупуване на електрическа енергия от „Брикел“ ЕАД, произтичащ от Решение № Ц-51 от 30.12.2015 г. на КЕВР, с което се увеличава преференциалната цена на дружеството, без това повишение да се отрази в продажната цена на обществения доставчик. След анализ на изходните данни при определяне на некомпенсирания разход, свързан с произведената електрическа енергия от „Брикел“ ЕАД, който следва да се покрие от утвърдената с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. цена за задължения към обществото и отчетните данни за периода 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. е установено следното:

|   | Ценообразуващи елементи                                  | Количество електрическа енергия, MWh | Цена, лв./MWh | Разходи на ОД, хил. лв. | Некомпенсиран разход на ОД, хил. лв. |
|---|----------------------------------------------------------|--------------------------------------|---------------|-------------------------|--------------------------------------|
|   | к.1                                                      | к.2                                  | к.3           | к.4=(к.2*к.3)           | к.5=к.4-к.2*73,00                    |
| 1 | Решение № Ц-27 от 31.07.2015г.                           | 663 476                              | 119,08        | 79 007                  | 30 573                               |
| 2 | Отчет за периода 01.07.2015 г. – 31.12.2015 г.           | 203 841                              | 119,08        | 24 273                  | 9 393                                |
| 3 | Отчет за периода 01.01.2016 г. – 30.06.2016 г.           | 163 785                              | 133,49        | 21 864                  | 9 907                                |
| 4 | Отчет за периода 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. (р.2+р.3) | 367 626                              | 125,50        | 46 137                  | 19 300                               |
| 5 | Некомпенсиран разход (р.4-р.1)                           |                                      |               |                         | - 11 273                             |

Видно от гореизложените данни, в цената за задължения към обществото, утвърдена с

Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г., са включени 11 273 хил. лв. в повече над необходимите за компенсиране на разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които общественият доставчик изкупува електрическа енергия, произведена от „Брикел“ ЕАД. В тази връзка констатираният надвзет приход на НЕК ЕАД покрива напълно претендираните некомпенсирани разходи, заявени от НЕК ЕАД, които следва да се покрият от регулирания пазар в размер на 10 274 хил. лв. и същите не следва да се включват в „миксовата цена“ на обществения доставчик.

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

Според чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ следва да бъде определена в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството. Комисията приема размерът на тази компонента да бъде запазен на нивото, утвърдено с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, а именно: в размер на 2,29% от средната покупна цена за енергия на обществения доставчик – 3,12 лв./MWh, тъй като не са налице факти и обстоятелства, които да налагат изменение на посочения размер.

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

Предвид изложеното по-горе в т. 3.1 и т. 3.2 формирането на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните

снабдители, е представено в следващата таблица:

| <b>Формиране на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители</b> |                                                                                                                                     |                                       |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|
|                                                                                                                                        | ПОЗИЦИЯ                                                                                                                             | Средна цена на електрическата енергия |
|                                                                                                                                        |                                                                                                                                     | лв./MWh                               |
| 1                                                                                                                                      | 2                                                                                                                                   | 3                                     |
| 1                                                                                                                                      | Средна покупна цена за електрическа енергия на обществен доставчик                                                                  | 136,36                                |
| 2                                                                                                                                      | Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“                                                               | 3,12                                  |
| 3                                                                                                                                      | Приходи от цена за задължения към обществото, отразяващи разходи за покупка на електрическа енергия, реализирани на регулиран пазар | -69,02                                |
| 4                                                                                                                                      | Цена на електрическата енергия за регулиран пазар, без включена цена за задължения към обществото (p.1+p.2+p.3)                     | 70,46                                 |
| 5                                                                                                                                      | Цена за задължения към обществото                                                                                                   | 37,25                                 |
| 6                                                                                                                                      | <b>Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (p.4+p.5)</b>   | <b>107,71</b>                         |

#### **3.4. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи**

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-39 от 31.03.2017 г. за утвърждаване на цени общественият доставчик отбелязва, че когато необходимите количества електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по преноса и разпределението надхвърлят размера, определен в съответното решение на КЕВР по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ, общественият доставчик осигурява допълнителната електрическа енергия по миксовата си цена, като я продава на значително по-ниската цена за технологични разходи, утвърдена от Комисията, в резултат на което дружеството реализира финансови загуби. За да се избегне това, НЕК ЕАД предлага в случай на превишаване на утвърдените от КЕВР количества енергия за покриване на технологичните разходи, в резултат на увеличаване на определените количества пренесена електрическа енергия през съответната мрежа или поради надхвърляне на признатия процент технологични разходи, допълнителните количества електрическа енергия да се продават от обществения доставчик по утвърдената цена за крайните снабдители, без компонентата за задължения към обществото.

При анализ на данните от последните три регулаторни периода е видно, че утвърдените по прогнози на електроразпределителните дружества количества за технологичен разход са надхвърлени през периода 01.07.2014 г. – 31.08.2015 г., като се очаква подобна ситуация и през настоящия регулаторен период. При сравнение на графици на крайните снабдители и електроразпределителните дружества към обществения доставчик и отчетните данни могат да се направят следните констатации:

- През преобладаващата част от месеците количествата електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по график са по-големи от отчетените;
- През по-голямата част от месеците количествата електрическа енергия на крайните снабдители по график са по-малки от фактурираните на крайни клиенти;
- През преобладаващата част от месеците специалните балансиращи групи, в които преки членове са електроразпределителните дружества и крайните снабдители, са в излишък, поради по-големите количества електрическа енергия за технологичен разход по график.

Горното обосновава извода, че по-ниската цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и

електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи, е предпоставка за оцеляване на обществения доставчик поради следното:

- Количествата над определената квота за технологични разходи се осигуряват на по-висока себестойност от обществения доставчик;

- Фактурираните количества електрическа енергия от крайните снабдители съдържат и компонентата за задължения към обществото, която не се превежда на обществения доставчик. По-ниските количества по график на крайните снабдители от фактурираните се нетират на ниво специална балансираща група от по-високите такива за технологични разходи, за които не се дължи цена за задължения към обществото, тъй като съгласно чл. 26, ал. 3 от ПТТЕ тази цена се заплаща върху утвърдените измерени стойности на количеството електрическа енергия за технологични разходи.

Предвид горното и изложеното от Комисията в мотивите към Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г., е налице необходимост електрическата енергия за покриване на технологичните разходи да се купува от електропреносното и електроразпределителните дружества по цени, близки до пазарните, с оглед създаване на стимули за намаляване на технологичните разходи и плавно преминаване към пълна либерализация на пазара на електрическа енергия. В тази връзка при формирането на необходимите годишни приходи, съответстващи на тази цена, ценообразуваният елемент  $C_{cp}$  следва да е равен на „миксовата цена“ на обществения доставчик. Още повече, че са едни и същи източниците, от които НЕК ЕАД получава електрическа енергия както за покриване на потреблението на крайните снабдители, така и за покриване на технологичните разходи по преноса и разпределението.

Формирането на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи, е представено в следващата таблица:

| Формиране на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи |                                                                                                                                     |                                                  |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|
|                                                                                                                                                                                                           | ПОЗИЦИЯ                                                                                                                             | Средна цена на електрическата енергия<br>лв./MWh |
| 1                                                                                                                                                                                                         | 2                                                                                                                                   | 3                                                |
| 1                                                                                                                                                                                                         | Средна покупна цена за електрическа енергия на обществен доставчик                                                                  | 136,36                                           |
| 2                                                                                                                                                                                                         | Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“                                                               | 3,12                                             |
| 3                                                                                                                                                                                                         | Приходи от цена за задължения към обществото, отразяващи разходи за покупка на електрическа енергия, реализирани на регулиран пазар | -69,02                                           |
| 4                                                                                                                                                                                                         | Цена, по която НЕК ЕАД продава електрическа енергия за покриване на технологични разходи (p.1+p.2+p.3)                              | 70,46                                            |

Предвид гореизложеното, цените на НЕК ЕАД са определени, както следва:

1. Цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД – 70,03 лв./MWh без ДДС, при необходими годишни приходи – 230 101 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия – 3 285 713 MWh.

2. Цена за задължения към обществото в размер на 37,25 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,10 лв./MWh. Цената за задължения към обществото се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

3. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители – 107,71 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 3,12 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 1 319 502 хил. лв. и енергия – 12 250 506 MWh.

4. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи – 70,46 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 3,12 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 253 518 хил. лв. и енергия – 3 598 039 MWh.

## **„ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД**

### **I. Предоставена от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД прогнозна информация**

С подаденото заявление с вх. № Е-13-41-39 от 31.03.2017 г. за утвърждаване на цени, ЕСО ЕАД е предложило цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 7,72 лв./MWh, без ДДС, и цена за достъп до електропреносната мрежа от 1,26 лв./MWh, без ДДС. В резултат на предложените от дружеството цени, общата цена за мрежовите услуги – за достъп и за пренос през електропреносната мрежа, се променя в сравнение с утвърдените с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР цени от 8,47 лв./MWh, без ДДС, на 8,98 лв./MWh, без ДДС.

Със заявление с вх. № Е-13-41-38 от 31.03.2017 г. дружеството предлага цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия, в размер на 6,68 лв./MWh.

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

| Цени                                                                                                                                            | Утвърдени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. цени, без ДДС (лв./MWh) | Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г. (лв./MWh) | Изменение, % |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|--------------|
| Цена за достъп до електропреносната мрежа                                                                                                       | 1,13                                                               | 1,26                                                         | 11,50%       |
| Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа                                                                             | 7,34                                                               | 7,72                                                         | 5,18%        |
| Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация | 7,02                                                               | 6,68                                                         | - 4,80%      |

### **1. Цена за достъп до електропреносната мрежа**

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1. Прогнозни количества електрическа енергия, доставена за продажба на територията на страната – 31 863 000 MWh и за износ съответно 7 515 000 MWh. Общото количество, на база на което дружеството ще реализира приходи, е 39 378 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната и за износ, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.;

2. Условно-постоянни разходи – 26 948 хил. лв., в т.ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 8 611 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 4 564 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 6 144 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 748 хил. лв.;

- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 6 882 хил. лв.;
- 3. Разходи за студен резерв – 43 800 хил. лв.;
- 4. Разходи за резерв за услуги – 17 520 хил. лв.;
- 5. Регулаторна база на активите – 37 969 хил. лв.;
- 6. Норма на възвръщаемост – 3,33%;
- 7. Приходи от предоставяне на преносна способност – 40 000 хил. лв.

## 2. Цена за пренос през електропреносната мрежа

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

1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 39 378 000 MWh;

2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 236 204 хил. лв., в т. ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 71 394 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 36 938 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 64 193 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 23 082 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 40 596 хил. лв.;

3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 67 238 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос и остойностени по цените, утвърдени с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР;

4. Регулаторна база на активите – 2 023 355 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал (НОК) в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания – 29 917 хил. лв.;

5. Норма на възвръщаемост – 1,11%;

6. Приходи от реактивна енергия – 22 000 хил. лв.

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

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

| № | Позиция                                                                                 | Мярка   | Утвърдени с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. | Предложение на ЕСО ЕАД за изменение | Изменение |
|---|-----------------------------------------------------------------------------------------|---------|---------------------------------------------|-------------------------------------|-----------|
| 1 | 2                                                                                       | 3       | 4                                           | 5                                   | 6         |
| 1 | Разходи за осигуряване на допълнителен резерв                                           | хил.лв. | 8 760                                       | 8 760                               | 0         |
| 2 | Норма на възвръщаемост                                                                  | %       | 3,33%                                       | 3,33%                               | 0         |
| 3 | Възвръщаемост                                                                           | хил.лв. | 36                                          | 36                                  | 0         |
| 4 | Разходи за компенсация                                                                  | хил.лв. | 11 039                                      | 10 575                              | -464      |
| 5 | Общо необходими приходи за цена достъп на производители на ел.енергия от ФЕЦ и/или ВяЕЦ | хил.лв. | 19 835                                      | 19 371                              | -464      |
| 6 | Прогнозни количества електрическа енергия, произведена от ФЕЦ и ВяЕЦ.                   | MWh     | 2 826 900                                   | 2 898 300                           | 71 400    |



|   |                                                                                                                                                              |         |      |      |       |
|---|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|------|------|-------|
| 7 | Цена за достъп на ЕСО ЕАД за производители на електрическа енергия от ФЕЦ и/или ВяЕЦ, присъединени към електропреносната или електроразпределителните мрежи. | лв./MWh | 7,02 | 6,68 | -0,33 |
|---|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|------|------|-------|

## **II. Становище на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

С писма с вх. № Е-13-41-55 от 05.06.2017 г. и с вх. № Е-13-41-62 от 30.06.2017 г. ЕСО ЕАД е представило становище по приетите от КЕВР доклад и проект на решение, както следва:

Дружеството възразява срещу извършената корекция в посока намаление с 4 090 хил. лв. на условно-постоянните разходи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа. Според ЕСО ЕАД предложените разходи са от една страна разходи, които са пряко свързани с дейността по лицензията, а от друга са разходи, произтичащи от договорни задължения. В частност дружеството посочва, че непризнатите разходи, свързани с персонала, представляват задължение на ЕСО ЕАД по силата на подписан колективен трудов договор с всички синдикални организации в отрасъл „Енергетика“, разходите за обучение и квалификация са свързани с реализиране на инвестиционни проекти, за които обучението на специалистите е задължителна част от изграждането и правилното функциониране на обектите, а разходите за наука са предвидени на база план на ЕСО ЕАД за научно-приложни изследвания, които имат за цел да следят развитието на информационните технологии за повишаване ефективността на гарантиране и управление на електроенергийната система. В резултат на увеличението на размера на предложените от ЕСО ЕАД приходи от предоставяне на преносна способност по междусистемните електропроводи и увеличението на количеството електроенергия за реализация в страната и за износ с 389 648 MWh общото негативно финансово изражение на предложените корекции в цената за достъп за регулаторния период се изразява в загуба от 4 515 хил. лв.

Несъгласие със сходни аргументи дружеството изразява и във връзка с корекцията на ценообразуващите елементи на цената за пренос през електропреносната мрежа. По отношение на тази цена ЕСО ЕАД посочва и допълнителни фактори, които ще доведат до по-малко необходими приходи, като увеличението на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното предприятие за покриване на технологични разходи и увеличението на цената за задължения към обществото. В постъпилото становище се обръща внимание на обстоятелството, че нивото на предвидените приходи от реактивна енергия за новия регулаторен период няма да бъде достигнато предвид съществуващата неяснота по отношение уреждането на финансовите отношения между дружествата за периода от датата на обнародване в „Държавен вестник“ на решението на Върховния административен съд за отмяна на разпоредби от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия до датата на обнародване на Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия.

ЕСО ЕАД предлага в решението да бъде посочен механизмът за събиране на цената за достъп за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева или вятърна енергия.

Комисията приема за основателно предложението относно механизма за събиране на цената за достъп, дължима от ВИ производители с динамично променяща се генерация. Комисията приема възраженията в останалата им част за неоснователни, като аргументи относно увеличението на количеството електрическа енергия за реализация в страната и за износ са изложени по-долу в мотивите на това решение. По отношение на условно-постоянните разходи, приложимият спрямо ЕСО ЕАД метод за регулиране обвързва признатите разходи с отчетените такива през базисната година, съпоставени с утвърдените за предходния регулаторен период, като Комисията преценява



икономическата обоснованост на предложените стойности на разходите и отражението им по отношение на гарантирането на експлоатационната дейност на дружеството. В тази връзка корекциите са извършени до отчетените нива на съответната група разходи през базисната година. По отношение на приходите от реактивна енергия следва да се отбележи, че изложените от дружеството аргументи са ирелевантни към утвърдените в настоящото административно производство необходими годишни приходи и цени, които ще бъдат прилагани през регулаторния период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., през който са в сила разпоредбите на новата НРЦЕЕ.

### III. Ценообразуващи елементи

#### 1. Цена за достъп до електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 39 378 000 MWh на 40 077 648 MWh. Прогнозата за вътрешното потребление е силно подценена и не кореспондира с прогнозите, представени от обществения доставчик, крайните снабдители и електроразпределителните дружества. Предвид динамиката и нарастването на износа и вътрешното потребление през първата половина на 2017 г., Комисията счита, че тази тенденция следва да се отрази в прогнозата за следващия регулаторен период.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 26 948 хил. лв. на 23 012 хил. лв. в резултат на: разходите за осигурителни вноски и социални разходи, разходите за ремонт и поддръжка, разходите за горива, канцеларски материали, местни данъци и такси, информационни услуги, обучение и квалификация, научна дейност, делегации и международни прояви са признати на ниво отчет през базисната година. От структурата на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са изключени заявените разходи за междооператорско компенсиране при взаимно използване на мрежите в размер на 1 228 хил. лв., тъй като срещу този разход операторът получава и приходи, които го компенсират.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, в изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, НОК е преизчислен на 9 774 хил. лв., в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. В тази връзка стойността на РБА е в размер на 37 478 хил. лв.

Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа, е както следва:

| Цена за достъп |                                                                           |         |                                  |
|----------------|---------------------------------------------------------------------------|---------|----------------------------------|
| №              | ПОЗИЦИЯ                                                                   | Мярка   | 01.07.2017 г. –<br>30.06.2018 г. |
| 1              | 2                                                                         | 3       | 4                                |
| 1              | Разходи за студен резерв                                                  | хил.лв. | 43 800                           |
| 2              | Разходи за резерв за услуги                                               | хил.лв. | 17 520                           |
| 3              | Условно-постоянни разходи                                                 | хил.лв. | 23 012                           |
| 4              | Възвръщаемост                                                             | хил.лв. | 1 248                            |
| 5              | Приходи от предоставяне на преносна способност                            | хил.лв. | -42 000                          |
| 6              | Необходими приходи за достъп до електропреносната мрежа                   | хил.лв. | 43 580                           |
| 7              | Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ | MW*h    | 40 077 648                       |

|   |                                                    |         |      |
|---|----------------------------------------------------|---------|------|
| 8 | Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС | лв./MWh | 1,09 |
|---|----------------------------------------------------|---------|------|

## 2. Цена за пренос през електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 39 378 000 MWh на 40 077 648 MWh, във връзка с изложеното в т. 1 по-горе. Предложеното от дружеството увеличение на разходите за заплати с 8%, спрямо утвърдените за текущия регулаторен период, не е обосновано, поради което тези разходи, както и разходите за осигуровки, са признати на ниво отчет през базисната година. Разходите за ремонти, поддръжка, горива, канцеларски материали, местни данъци и такси, вода, осветление, отопление, охрана на труда, обучение и квалификация, научна дейност, делегации, представителни цели, стипендии и разходи за достъп през чужди съоръжения са коригирани до отчета за 2016 г.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи и предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, НОК е преизчислен на 32 724 хил. лв., в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. В тази връзка стойността на РБА е в размер на 2 026 161 хил. лв.

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

| Цена за пренос |                                                                                              |         |                                  |
|----------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|---------|----------------------------------|
| №              | ПОЗИЦИЯ                                                                                      | Мярка   | 01.07.2017 г. –<br>30.06.2018 г. |
| 1              | 2                                                                                            | 3       | 4                                |
| 1              | Условно-постоянни разходи                                                                    | хил.лв. | 230 263                          |
| 2              | Възвръщаемост                                                                                | хил.лв. | 22 490                           |
| 3              | Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа | хил.лв. | 95 722                           |
| 4              | Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа | MWh     | 888 700                          |
| 5              | Приходи от реактивна енергия                                                                 | хил.лв. | -22 000                          |
| 6              | Необходими приходи за дейността пренос                                                       | хил.лв. | 326 475                          |
| 7              | Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ                    | MWh     | 40 077 648                       |
| 8              | Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС                 | лв./MWh | 8,15                             |

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

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

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

Съгласно разпоредбата на чл. 84, ал. 2 от ЗЕ производителите на електрическа

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

Съгласно чл. 12 от ПТЕЕ, предмет на договорите за достъп е предоставянето на услугата достъп до електропреносната мрежа и на системни услуги. Редът, условията и съотношението в заплащането на цените на тези услуги се определят с ПТЕЕ. По аргумент от чл. 12 и чл. 29 от ПТЕЕ във връзка с понятието за системни услуги съгласно т. 53а от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, цената за достъп до електропреносната мрежа отразява и разходите, които се предизвикват във връзка с управление на ЕЕС и се отнасят към дейността по цялостно управление и администриране, т.е. и от дейността на производителите на електрическа енергия от ВИ.

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

В допълнение към горното, съгласно чл. 29, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, отразява предизвиканите допълнителни разходи, включително за разполагаемост за резерв за допълнителни услуги, за диспечиране във връзка с балансиране и др. Тази цена за достъп се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 от НРЦЕЕ и утвърденото прогнозно количество произведена електрическа енергия от посочените производители за съответния регулаторен или ценови период – чл. 29, ал. 2 от НРЦЕЕ. В тази връзка съгласно § 1, т. 2 от допълнителната разпоредба на НРЦЕЕ „динамично променяща се генерация“ е производство на електрическа енергия, което е труднопредвидимо в деня преди доставката поради неконтролируемо и динамично променящ се първичен енергиен източник. В тази хипотеза попадат възобновяемите източници – производители на електрическа енергия, произведена от слънчева или вятърна енергия.

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

В цената за достъп на ЕСО ЕАД по т. 1 не са включени разходи за допълнителен резерв за балансиране на инсталираните мощности с динамично променяща се генерация. Размерът на тези разходи е определен въз основа на анализ на необходимостта от допълнителни резервни мощности, които да балансират динамично променящата се генерация от производители на електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия, изчислени на базата на:

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

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

В регулаторната база на активите е включен единствено необходимият оборотен капитал, който в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ е изчислен в размер на 1/8 от утвърдените парични разходи. Нормата на възвръщаемост е запазена на 3,33%.

В допълнение към горното, с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР в утвърдената цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева или вятърна енергия, е включена сумата от 11 510 хил. лв., представляваща разходи за компенсация и определена като една трета от извършените и некомпенсирани разходи на ЕСО ЕАД за закупуване на допълнителни резервни мощности, които да балансират динамично променящата се генерация от соларни и вятърни паркове за периода 09.2012 г. – 04.2015 г., в размер на 34 531 хил. лв. Според посоченото решение компенсирането на разходите следва да се извърши в рамките на три регулаторни периода, като за всеки следващ период дружеството е необходимо да представя в Комисията подробен отчет за компенсираните разходи, както и информация относно възникнали нови факти и обстоятелства, свързани с компенсаторната мярка. В тази връзка в Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. е отчетено, че ЕСО ЕАД е провело преговори по повод взаимоотношения, произтичащи от Решение № Ц-33 от 14.09.2012 г. на КЕВР, с всичките 17 производители на електрическа енергия от ВИ, присъединени към електропреносната мрежа, за които регулаторът не е определил компенсаторни мерки. В резултат на преговорите ЕСО ЕАД е подписало 11 броя споразумения със следните дружества: „АСМ - БГ Инвестиции“ АД, „РЕС технолджи“ АД, „Е.В.Т - ЕЛЕКТРА ВОЛТ ТРЕЙД“ АД, „АКВА Пауър Си Еф Карад Пи Ви Парк“, „Дъбово Енерджи“ ЕООД, „Компания за Енергетика“ ЕАД, „Екоенерджи Солар“ ЕООД, „Екосолар“ ЕООД, „Би Си Ай Черганово“ ЕООД, „Хелиос Проджектс“ ЕАД и „Лукойл Енергия Газ България“ ЕООД. В резултат на това, дружеството е реализирало приход от цена за достъп за производителите на електрическа енергия от ВИ за периода 18.09.2012 г. – 12.03.2014 г. в общ размер на 942 хил. лв., без ДДС. Отчитайки посоченото, както и признатите в Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР некомпенсирани разходи за допълнителна разполагаемост на дружеството в размер на 34 531 хил. лв., които следва да се компенсират в рамките на три регулаторни периода, при отчитане на представен в Комисията подробен отчет за компенсираните разходи, както и информация относно възникнали нови факти и обстоятелства, е извършена корекция на сумата за компенсиране от 11 510 хил. лв. на 11 039 хил. лв. В изпълнение на приетия от КЕВР компенсаторен механизъм средствата, подлежащи на компенсация за следващите два регулаторни периода, са намалени с прихода от 942 хил. лв., реализиран в резултат на подписаните

споразумения, и са в размер на 22 079 хил. лв. или 11 039 хил. лв. годишно.

Предвид факта, че не са постигнати споразумения с всички ВЕИ производители през 2016 г., ЕСО ЕАД е продължило преговорите, като на 20.01.2017 г. е подписало споразумение с „Еолика България“ ЕАД, уреждащо окончателно отношенията между страните, произтичащи или свързани с отмяната на Решение № Ц-33 от 14.09.2012 г. на КЕВР. В резултат на подписаната спогодба ЕСО ЕАД реализира приход от цена за достъп за периода 18.09.2012 г. – 12.03.2014 г. в размер на 464 хил. лв., който следва да бъде приспаднал от сумата за компенсиране за следващия регулаторен период.

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

| Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация |                                               |          |           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|----------|-----------|
| 1                                                                                                                                               | Разходи за осигуряване на допълнителен резерв | хил.лв.  | 8 760     |
| 2                                                                                                                                               | Разходи за компенсация                        | хил.лв.  | 10 575    |
| 3                                                                                                                                               | Възвръщаемост                                 | хил.лв.  | 36        |
| 4                                                                                                                                               | Необходими приходи                            | хил.лв.  | 19 371    |
| 5                                                                                                                                               | Прогнозни количества                          | MWh      | 2 898 300 |
| 6                                                                                                                                               | Цена за достъп                                | лв./ MWh | 6,68      |

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

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 1,09 лв./MWh, без ДДС, при необходимите годишни приходи 43 580 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната и за износ 40 077 648 MWh.

2. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 8,15 лв./MWh, без ДДС, при необходимите годишни приходи 326 475 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната и за износ 40 077 648 MWh.

3. Цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 6,68 лв./MWh, без ДДС, при необходимите годишни приходи 19 371 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 2 898 300 MWh.

## **ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА И КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ**

### **1. Електроразпределителни дружества**

С Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. КЕВР е приела за четвъртия регулаторен период на енергийните предприятия, които осъществяват дейността „разпределение на електрическа енергия“, приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“ с продължителност три години.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. Предмет на настоящото административно производство е утвърждаването на необходими приходи и цени на електроразпределителните дружества за третия ценови период от

четвъртия регулаторен период. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 3 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи, респективно цените, могат да се коригират с инфлационен индекс за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт (НСИ), съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации), с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнение на определените от Комисията целеви показатели и разлика между прогнозните и реализираните инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка. Необходимите годишни приходи, респективно цените, се коригират с разлики в разходите за покупка и продажба на електрическа енергия, както и за разлика в разходи, предизвикани от промяна в броя на клиентите – чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ. Необходимите годишни приходи се изменят и поради промени в цената на електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по разпределението, цената за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, както и цената за задължения към обществото.

След анализ на данните във връзка с корекциите на утвърдените през предходния ценови период необходими годишни приходи и цени на електроразпределителните дружества и при отчитане на постигнатите резултати, Комисията прилага следния общ подход:

1.1. В съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР за първата година на четвъртия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за четвъртия регулаторен период и са остойностени по определената на обществения доставчик цена, по която продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи, към която са прибавени цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа, цената за задължения към обществото и разходи за балансиране;

- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;

- Разходите за амортизации;

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

- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества в размер на 7,04%.

1.2. Включените в необходимите годишни приходи разходи за балансиране са запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР и изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, в размер на 1,80 лв./MWh. Следва да се има предвид, че с Решение № Ц-41 от 30.12.2016 г. Комисията запазва пределните цени на балансиращата енергия, поради което за целите на ценообразуването промени в разходите за балансиране не следва да се извършват.

1.3. В резултат на изменението на цената за задължения към обществото и цената на обществения доставчик, по която продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи, което води до промяна в разходите за закупуване на енергия за покриване на технологичните разходи по пренос и разпределение, е извършена корекция на НОК в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ в размер на 1/8 от утвърдените парични разходи.

1.4. На основание чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z, след анализ на отчетната и прогнозна информация от електроразпределителните дружества, постъпила в Комисията с писма: от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с вх. № Е-13-00-10

от 27.04.2017 г.; от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с вх. № Е-13-00-10 от 28.04.2017 г.; от „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД с вх. № Е-13-00-10 от 02.05.2017 г. и от „ЕРП Златни Пясъци“ АД с вх. № Е-13-09-13 от 03.05.2017 г.

1.5. На основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ е извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за първата и втората ценова година на четвъртия регулаторния период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през 2015 г. и 2016 г., както и прогнозите данни за 2017 г., посочени от електроразпределителните дружества в заявленията им за утвърждаване на необходимите годишни приходи и цени за първия ценови период от четвъртия регулаторен период. Използвани са отчетни данни, предоставени с писма с вх. № Е-13-62-92 от 04.11.2016 г. и вх. № Е-13-62-17 от 10.02.2017 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, вх. № Е-13-48-101 от 04.11.2016 г. и вх. № Е-13-49-3 от 10.02.2017 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-45-72 от 07.11.2016 г. и вх. № Е-13-45-10 от 14.02.2017 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, вх. № Е-13-09-13 от 07.11.2016 г. и вх. № Е-13-09-3 от 15.02.2017 г. от „ЕРП Златни Пясъци“ АД. При определяне размера на корекциите са използвани и отчетните данни и установеното в доклад с вх. № Е-Дк-273#1 от 18.05.2017 г. относно извършена въз основа на Заповед № З-Е-49 от 06.04.2017 г. на председателя на КЕВР планова проверка на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-135-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“, приет с решение по Протокол № 100 от 18.05.2017 г., т. 2, доклад с вх. № Е-Дк-274#1 от 18.05.2017 г. относно извършена въз основа на Заповед № З-Е-50 от 06.04.2017 г. на председателя на КЕВР планова проверка на „Електроразпределение Юг“ ЕАД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-140-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“, приет с решение по Протокол № 100 от 18.05.2017 г., т. 3, доклад с вх. № Е-Дк-272 от 18.05.2017 г. относно извършена въз основа на Заповед № З-Е-48 от 06.04.2017 г. на председателя на КЕВР планова проверка на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-138-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“, приет с решение по Протокол № 100 от 18.05.2017 г., т. 1.

1.6. Не е извършвана корекция с инфлационен индекс за предходен период, тъй като по данни от интернет страницата на НСИ общият индекс на потребителските цени за 2016 г. е (минус) -0,8%. Предвид посочената стойност, Комисията приема, че същата не оказва влияние върху признатите разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“.

1.7. Не е извършвана корекция с коефициент за подобряване на ефективността, който по смисъла на § 1, т. 4 от Допълнителната разпоредба (ДР) на НРЦЕЕ е целева величина, изразяваща относителното намаляване на разходите на енергийните предприятия за осъществяване на съответната лицензионна дейност. Комисията приема, че не е необходимо да извършва такава корекция, тъй като представените от дружествата данни не могат да установят намаляване на разходите, свързани с лицензионната им дейност.

1.8. Не е извършвана корекция с показатели въз основа на изпълнението. Комисията приема, че не е необходимо да извършва такава корекция, тъй като въз основа на представените от електроразпределителните дружества данни за показателите за качество на енергията и показателите за качество на обслужването не се установяват отклонения от целевите стойности, които КЕВР приема за допустими.

## **2. Крайни снабдители**

След анализ на постигнатите резултати от електроснабдителните дружества във

връзка с утвърдените им за ценовия период 2016 г. – 2017 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи да бъде приложен общ подход, както следва:

2.1. Компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ следва да бъде запазена в размер на 2,29% от разходите за покупка на електрическа енергия, в зависимост от индивидуалните приходи и разходи на крайните снабдители, какъвто е размерът ѝ за регулаторния период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. В тази връзка Комисията приема, че не са налице настъпили факти и обстоятелства, които да налагат изменение на посочения размер.

2.2. Необходимите годишни приходи на крайните снабдители за ценовия период отразяват прогнозните разходи за покупка на електрическа енергия за снабдяване на крайните клиенти, изчислени на основата на годишната прогноза за потребление за клиентите, присъединени към съответната мрежа на ниско напрежение и среднопретеглена цена за енергия. Среднопретеглената цена за покупка на електрическа енергия е формирана на база индивидуалните прогнозни количества и цената за закупуване на електрическа енергия от обществения доставчик, считано от 01.07.2017 г.

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

2.4. На основание чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ в необходимите годишни приходи са включени разходи за балансиране. Компонентата за балансиране е в размер на 2,20 лв./MWh, съответстващ на утвърдените разходи за балансиране за регулаторния период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. В тази връзка са релевантни аргументите, изложени по-горе в т. 1.2, както и фактът, че не са налице настъпили факти и обстоятелства, които да налагат изменение на посочения размер.

### **3. Възражения на електроразпределителните дружества и крайните снабдители с електрическа енергия**

Изложените от енергийните предприятия възражения по приетите от КЕВР доклад с вх. № Е-Дк-311 от 26.05.2017 г. за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ и проект на решение могат да бъдат обобщени, както следва:

3.1. Дружествата възражават по отношение на утвърдения размер на технологичните разходи, експлоатационните и административни разходи, разходите за амортизации и нормата на възвръщаемост на капитала, като считат, че така утвърденият им размер ще доведе до негативни финансови последици.

Това възражение Комисията приема за неоснователно. Както е изложено по-горе в мотивите на настоящото решение, във връзка с утвърждаване на необходимите годишни приходи и цени за третия ценови период от четвъртия регулаторен период, прилаганият метод за регулиране на цените на електроразпределителните дружества допуска единствено извършване на корекции в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. При регулирането на цените на крайните снабдители с електрическа енергия относимите от посочените по-горе разходи се включват в компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“. Размерът на тази компонента е обоснован по-горе в т. 2.1.

3.2. Дружествата възражават срещу определения размер на разходите за балансиране, които са включени в необходимите годишни приходи.

В изпълнение на разпоредбата на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ, компонентата за балансиране по ал. 3 е определена въз основа на сравнителни анализи и данни от националната и международна практика. Използван е сравнителен анализ на извършените разходи за балансиране от търговците на електрическа енергия и тези, отчетени от електроразпределителните дружества и крайните снабдители, резултатите от който са подробно описани в Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. Съгласно аргументите, посочени в т. 1.2., не са налице обективни предпоставки за значително изменение на утвърдения размер на компонентата за балансиране спрямо утвърдената за ценовия период 01.07.2016 г. –



30.06.2017 г. Извършеният бенчмаркинг установява, че за разлика от повечето крайни снабдители дружествата, опериращи на свободния пазар, полагат сериозни усилия за намаляването на разходите си за балансиране, като дори поемат част от тях за своя сметка с оглед конкурентоспособността си на пазара. Признаването на разходи за балансиране на доставчиците на регулирания пазар няколко пъти по-високи от тези, които заплащат клиентите на свободния пазар, би поставило в привилегировано положение регулираните дружества спрямо търговците, както и клиентите, избрали либерализирания пазар, спрямо тези, останали на регулирания.

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

Освен горното, допълнителни аргументи за непризнаването на отчетените и заявени от електроразпределителните дружества и крайните снабдители стойности на разходите за небаланси са изложени по-долу, както следва:

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

|   |                                               | „ЧЕЗ Електро България“ АД | „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД | „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД |
|---|-----------------------------------------------|---------------------------|--------------------------------------|--------------------------|
| 1 | Фактурирана електрическа енергия              | 5 886 951                 | 5 096 495                            | 3 478 292                |
| 2 | Закупена електрическа енергия по график от ОД | 5 794 347                 | 4 952 271                            | 3 366 401                |
| 3 | Нетно годишно отклонение                      | 92 604                    | 144 225                              | 111 891                  |

В същото време тези недостици се нитират от завишени количества по графици на електроразпределителното дружество, което купува електрическа енергия на около 2,7 пъти по-ниска цена и като цяло балансиращата група е в излишък. Изложеното като краен резултат води до реализиране на значително по-високи маржове от крайните снабдители, както е описано по-долу в т. 3.3., но изкуствено увеличава разходите за балансиране на мрежовите оператори и крайните снабдители. След увеличаване на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи, до известна степен стимулът за продължаване на гореописаните действия на дружествата е премахнат, като те следва да се стремят прогнозните графици да съответстват на реалните почасови товари, което би намалило разходите за небаланси до нивата, отчитани от търговците на свободния пазар.

3.3. По отношение на размера на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, а именно 2,29% от разходите за покупка на електрическа енергия, дружествата посочват, че липсват мотиви, както и че така определената надценка на крайните снабдители не покрива оперативните им разходи.

Горното възражение е неоснователно, поради следните аргументи:

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

Дружествата на пазара по свободно договорени цени, в резултат на конкурентната среда, в която оперират, оптимизират разходите и съответно надценките, които калкулират в крайната офертна цена на клиентите си с оглед конкурентоспособността си. Анализ на офертните цени<sup>2</sup> на свободния пазар, съпоставени с постигнатите цени на търговете за дългосрочни продукти<sup>3</sup> на производителите показва, че разликата между цените на едро и тези на дребно, т.е. надценката на доставчиците е в диапазона 2-6 лв./MWh, която следва да покрие разходите за балансиране, оперативните разходи на дружеството (разходи за заплати и осигуровки, разходи за управление, фактуриране, инкасиране, несъбираеми вземания, разходи за енергийна ефективност, маркетинг и реклама, търговски представители и др.), както и да осигури печалба. Разликите в прилаганите надценки от почти 100% се дължат основно на таргетираните групи клиенти и пазарното портфолио на търговеца. Тези, които са се фокусирали основно върху малки бизнес клиенти, за които се прилагат стандартизирани товарови профили, калкулират допълнителни около 1-2 лв./MWh в клиентската цена, отразяващи допълнителните разходи за търговски представители, маркетинг, реклама и автомобили, които разходи са неприсъщи за крайните снабдители, осъществяващи дейността си на регулирания пазар. Важно е да се отбележи също, че надценката на търговците на свободния пазар следва да покрива и специфични рискове, от които крайните снабдители са защитени от

---

<sup>2</sup> Служебно известна информация

<sup>3</sup> Справка в следните уебсайтове към 26.06.2017 г.

<http://www.ibex.bg>

<http://www.kznpp.org>

<http://www.tpp2.com/>

<http://www.nek.bg/>

регулираната цена, като голяма волатилност на цените, промяна в профила на потребление, недостатъчно предлагане на електрическа енергия и др. При доставчиците на електрическа енергия, които са прехвърлили част от тези специфични рискове към клиентите си чрез договори, предвиждащи динамично ценообразуване (клиентската цена се определя като функция на цената на едро за дългосрочен продукт на даден производител, в повечето случаи „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, профила на потребление на клиента и фиксиран процент търговска надценка<sup>4</sup>, включваща небаланси), се наблюдават дори по-ниски нива на надценката от посочените по-горе, в размер на около 2-3 лв./MWh.

Съпоставката на гореизложените данни, резултатите от бенчмаркинг анализа, въз основа на който е определена компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., както и утвърдената за предходните два ценови периода надценка на крайните снабдители, налагат извода, че определената надценка за крайните снабдители в размер на 4,67 лв./MWh (включваща компонента за дейността по чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ в размер на 2,47 лв./MWh, определена като 2,29% от разходите за покупка на електрическа енергия и компонента за балансиране по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ в размер на 2,20 лв./MWh) е съпоставима, дори надвишаваща средните нива на пазара.

Анализът на финансовите отчети на дружествата и постигнатите резултати през 2015 г. и 2016 г. (годините, в които се прилага компонентата в размер на 2,29% от разходите за покупка на електрическа енергия) показват добро финансово състояние и отчетена оперативна печалба за годината. Следва да се отбележи, че финансовите отчети на дружествата са общи и представляват сбор от всички лицензионни дейности „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, „доставчик от последна инстанция“ и „търговия с електрическа енергия“. Снабдителните дружества, освен „ЧЕЗ Електро България“ АД, не са представили разделна отчетна информация за всяка отделна дейност, подлежаща на лицензиране. В тази връзка е направен анализ на регулираната дейност за 2016 г. въз основа на отчетни данни, предоставени с писмо с вх. № Е-13-47-7 от 10.02.2017 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, писмо с вх. № Е-13-49-2 от 13.02.2017 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и писмо с вх. № Е-13-46-3 от 13.02.2017 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД.

|   | Отчет 2016 г.                                                                           | „ЧЕЗ Електро България“ АД | „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД | „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД |
|---|-----------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|--------------------------------------|--------------------------|
| 1 | Реализирана електрическа енергия, MWh                                                   | 5 886 951                 | 5 096 495                            | 3 478 292                |
| 2 | Отчетени приходи, хил. лв.                                                              | 709 775                   | 591 721                              | 419 197                  |
| 3 | Закупена електрическа енергия по график от НЕК ЕАД                                      | 5 794 347                 | 4 952 271                            | 3 366 401                |
| 4 | Разходи за електрическа енергия, остойностени по регулираната цена на НЕК ЕАД, хил. лв. | 644 551                   | 550 320                              | 374 328                  |
| 5 | Разходи за балансиране, остойностени по 2,20 лв./MWh, хил. лв.                          | 12 951                    | 11 212                               | 7 652                    |
| 6 | <b>Марж от дейността „крайно снабдяване с електрическа енергия“, хил. лв.</b>           | <b>52 273</b>             | <b>30 189</b>                        | <b>37 217</b>            |

Видно от горното крайните снабдители реализират значително по-високи маржове от утвърдените в регулираните цени на дружествата и ако спазват заложената рамка относно разходите за небаланси, реализираните маржове позволяват както да се покрият оперативните разходи на дружествата, така и да се осигури възвръщаемост в значителен

<sup>4</sup> Служебно известна информация

размер, което се потвърждава от отчетените финансови резултати за годината. Удовлетворяването на исканията им за повишаване на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ би осигурило свръхпечалба, респективно свръхвъзвръщаемост на крайните снабдители, предвид което не би бил спазен принципът по чл. 31, т. 4 от ЗЕ.

Предвид гореизложеното Комисията приема за икономически обосновано компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ да бъде в размер на 2,47 лв./MWh или 2,29% от разходите за покупка на електрическа енергия, т.е. такава, каквато е била определена за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. Преминаването на голяма част от небитовите потребители към свободния пазар предполага оптимизация на разходите на крайните снабдители, с оглед постигане на равнопоставеност между клиентите, избрали пазара по свободно договорени цени, и клиентите на крайните снабдители, за които цените на електрическата енергия се утвърждават от регулатора. Следва да се има предвид и европейската практика, която показва, че при пълно либерализиране на пазара на електрическа енергия, което предстои да се осъществи и в България, оптимизирането на разходите на снабдителите е от изключителна важност и се случва по естествен път поради минималните маржове на конкурентните пазари.

3.4. По отношение на разходите за енергийна ефективност дружествата посочват, че същите произтичат от законови задължения и следва да бъдат включени в необходимите годишни приходи за извършваната лицензионна дейност.

Комисията не приема това възражение за основателно, тъй като разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и
- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

3.5. Електроразпределителните дружества предлагат да бъдат разсрочени корекцията по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ на необходимите годишни приходи в резултат на изпълнени и отчетени инвестиции, както и корекцията по чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ на необходимите годишни приходи чрез абсолютната стойност на разликата между прогнозни и отчетени разходи за покупка и продажба на електрическа енергия и разходи, предизвикани от промяна в броя на клиентите. В тази връзка като аргументи посочват принципите по чл. 23, т. 4 и чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ и практика на КЕВР, залегнала в мотивите на нейни решения за предходни ценови периоди – Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. и Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. Изложени са и аргументи за икономическите последици от извършването на корекцията, чрез отразяването ѝ в пълен размер върху необходимите годишни приходи на дружествата за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.

Комисията счита, че горното предложение не може да бъде възприето, поради следното: При прилагането на метода за ценово регулиране „горна граница на приходи“ съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. последно от НРЦЕЕ утвърдените цени и необходимите годишни приходи за първата година от регулаторния период Комисията може да измени в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от тази наредба. В тази връзка глава трета на НРЦЕЕ регламентира изчерпателно условията и реда за извършване на корекцията, отразяваща резултата на изпълнените и отчетените инвестиции, както и на корекцията чрез абсолютната стойност на разликата между прогнозни и отчетени разходи за покупка и продажба на електрическа енергия и

разходи, предизвикани от промяна в броя на клиентите. Посочената глава на наредбата не съдържа норма, на която да бъде основано разсрочване на размера на визираните корекции. В допълнение, исканото разсрочване на тези корекции не може да бъде обосновано, още по-малко да намери основание чрез изпълнение на принципите по чл. 23, т. 4 и чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ. Според чл. 23, т. 4 от ЗЕ при изпълнение на регулаторните си правомощия Комисията се ръководи и от принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка, не може да се приеме, че чрез разсрочване на корекциите ще бъде гарантиран посоченият законов принцип, тъй като само чрез стриктно спазване на правилата на глава трета от НРЦЕЕ ще бъдат утвърдени за предстоящия ценови период цени, които отразяват обективните стойности на всички ценообразуващи елементи. Още повече, че в разглеждания случай отразяването на двете разглеждани корекции води до намаляване на необходимите годишни приходи, респективно цени на дружествата, предвид което тяхното разсрочване не може да обоснове защитен интерес на клиентите. На следващо място, видно от разпоредбата на чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ, същата прогласява принцип, приложим при изпълнение на правомощията на КЕВР по чл. 21, ал. 1, т. 10, 21 и § 135 от ЗЕ. Следователно този принцип е неприложим в настоящото административно производство, което се развива въз основа на правомощията на КЕВР по чл. 21, ал. 1, т. 8 от ЗЕ. Също така следва да се отбележи, че не е обективно твърдението за наличие на практика на Комисията, която е относима към направеното искане за разсрочване на корекциите по чл. 38, ал. 3, т. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ. В своята регулаторна практика КЕВР не е постановявала решения, въз основа на които да бъдат разсрочвани корекции, извършвани по реда и при условията на глава трета от НРЦЕЕ.

### **„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД**

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00878 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02947 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01745 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00505 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени със заявление с вх. № Е-13-62-25 от 31.03.2017 г., допълнено с писмо с вх. № Е-13-62-25 от 19.05.2017 г., и действащите цени на дружеството:

| <b>„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД</b>                                                   |                                                                 |                                                           |                  |
|------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|------------------|
| <b>Цени</b>                                                                              | <b>Утвърдени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. цени, без ДДС</b> | <b>Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.</b> | <b>Изменение</b> |
|                                                                                          | <b>лв./kWh</b>                                                  | <b>лв./kWh</b>                                            | <b>%</b>         |
| Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение | 0,00878                                                         | 0,01224                                                   | <b>+39,41%</b>   |
| Цена за пренос през разпределителната мрежа на ниско напрежение                          | 0,02947                                                         | 0,04106                                                   | <b>+39,33%</b>   |
| Цена за достъп до разпределителната мрежа за битови клиенти                              | 0,00505                                                         | 0,00678                                                   | <b>+34,26%</b>   |
| Цена за достъп до разпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)             | 0,01745                                                         | 0,02154                                                   | <b>+23,44%</b>   |

**I. Предоставена от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД прогнозна**

**информация:**

| Ценови параметри                                        | Ценови параметри,<br>определени с Решение № Ц-7<br>от 07.04.2017 г. | Предложени ценови<br>параметри за ценовия<br>период 01.07.2017 -<br>30.06.2018 г. |
|---------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
| Необходими приходи, в хил. лв., в т.ч.:                 | 282 084                                                             | 381 652                                                                           |
| Технологични разходи, в %                               | 8,00%                                                               | 11,53%                                                                            |
| Норма на възвръщаемост, в %                             | 7,04%                                                               | 7,40%                                                                             |
| Възвръщаемост, в хил. лв.                               | 38 288                                                              | 47 565                                                                            |
| Прогнозни количества електрическа енергия<br>(хил. kWh) | 9 380 153                                                           | 9 321 712                                                                         |

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

1. Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 120 926 хил. лв., при утвърдени за предходния ценови период 108 676 хил. лв.;

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 65 167 хил. лв., при утвърдени за предходния ценови период 57 721 хил. лв.;

3. Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 103 847 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 11,53%;

4. Разходи за балансиране – 10 723 хил. лв., в т.ч. разходи за балансиране за предстоящия ценови период – 3 397 хил. лв. и некомпенсирани разходи от предходни ценови периоди в размер на 7 326 хил. лв.;

5. Корекция на необходимите приходи с фактора Z – +35 882 хил. лв.;

6. Регулаторна база на активите – 642 958 хил. лв. (при утвърдена в размер на 542 583);

7. Норма на възвръщаемост на капитала – 7,4%.

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

С писма с вх. № Е-13-62-58 от 06.06.2017 г. и вх. № Е-13-62-60 от 20.06.2017 г. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е представило становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.

1. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД изразява несъгласие със запазване нивото на технологичния разход в размер на 8%, което е значително под реално отчетеното за 2016 г. от 11,53%. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД счита, че изводите в доклада противоречат на т. 4 от Методиката за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на електрическата енергия при пренос и разпределение на електрическа енергия, съгласно която следва да се отчетат реално достигнатите нива на технологичния разход. Определеният размер от 8% е на база Доклад от съюза на енергетиците от 2013 г., с който дружеството не е запознато и чиито изводи поставя под съмнение, тъй като в него не е отчетен ефектът на изпълнените инвестиции за периода 2013 г. – 2016 г. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД счита, че нивото на технологичните разходи не следва да се определя административно, а е необходимо да бъде съобразено с действителното състояние на електроразпределителната мрежа. Според дружеството от тренда на намаляване на загубите съгласно отчетните данни е видно, че заложеното от Комисията прогнозно ниво от 8% не може да бъде постигнато в рамките нито на настоящия, нито на бъдещи регулаторни периоди, в резултат на което поради непризнатата разлика от почти 4% между реален и утвърден технологичен разход и на

база новата предложена по-висока цена за технологични разходи, „ЧЕЗ Разпределение България“ АД ще генерира загуба от тези разходи за ценовия период в размер на над 47 млн. лв. Мрежовият оператор констатира положителните аспекти на предприетите мерки за увеличаване на цената за енергия за технологичен разход, като същевременно отбелязва съществен недостатък на подобен подход, изразяващ се в неотчитане невъзможността за коректно планиране на количествата електрическа енергия за разпределение поради техническото оборудване на мрежата и непредвидимото енергийно потребление на битовия сегмент от пазара. В заключение дружеството счита заявения процент на технологични разходи в размер на 11,53% за правилно прогнозиран и настоява същият да бъде използван при изчисляване на необходимата електрическа енергия за технологичен разход в ценовото решение за периода 01.07.2017 – 30.06.2018 г.

2. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД изразява несъгласие с непризнаването на претендираните за новата ценова година оперативни разходи и намаляването им от заявени 120 926 хил. лв. на 108 676 хил. лв. Посочва, че в доклада липсват аргументи и не е ясно кои групи разходи са признати и в какъв размер. Според дружеството повишението на разходите за ценовата година 2017 г. – 2018 г. се дължи на факта, че в предходните две години компанията е наложила тежки ограничения по отношение на извършването на разходите и са се извършвали само неотложни такива, но предвид периодичността на някои от тях (подмяна на работно облекло, закупуване на инструменти, допълнителни средства за ремонтна програма, за охрана в рискови махали, за здравно осигуряване и увеличение на заплати, разходи за реализация на проект за автоматизирано отчитане и прекъсване) през 2017 г. вече се налага извършването на допълнителни разходи. На основание горепосоченото, „ЧЕЗ Разпределение България“ АД настоява за признаване на оперативни разходи за изпълнение на лицензионните задължения на дружеството в размер на 120 926 хил. лв.

3. Дружеството възразява срещу намаляването на общите разходи за амортизации с амортизациите на безвъзмездно финансираните активи, използвани за лицензионната дейност, като заявява, че в случай че дружеството не получава възвръщаемост от тези активи, но ги използва в дейността си, е необходимо чрез цените да бъде осигурен капиталов източник за поддържането им. Електроразпределителното дружество подчертава, че нетирането на амортизацията (начислената амортизация, намалена с амортизацията на безвъзмездно придобитите активи) е нов подход, приложен от страна на регулатора през 2015 г., който не е описан в НРЦЕЕ или в Минималните изисквания на ДКЕВР и е в противоречие с възприетия принцип в чл. 40 на Указанията, приети с решение по Протокол № 37 от 18.02.2008 г., продължаващ идеята, положена в чл. 16.2 на Указанията, приети с решение по Протокол № 34 от 02.06.2004 г., следователно същият не следва да се възприеме в окончателното ценово решение на КЕВР. За да изпълнява лицензионните си задължения, „ЧЕЗ Разпределение България“ АД намира за необходимо годишните амортизационни отчисления да бъдат признати за четвъртия регулаторен период до размера на 65 167 хил. лв.

4. Електроразпределителното дружество не е съгласно с използвания в доклада подход за намаляване на балансовата стойност на активите на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, използвани за регулирана дейност, от 518 028 хил. лв. на 424 975 хил. лв. Разбирането на дружеството, основаващо се на разпоредбата на чл. 13, ал. 2 и § 1, т. 1 от ДР на НРЦЕЕ, показва, че от отчетната стойност на възмездно придобитите регулирани активи на дружеството, формирана към края на базисната година, се приспада кумулативно начислената им амортизация за регулаторни цели на същите активи към същия момент, съгласно формулата на чл. 13, ал. 1 от НРЦЕЕ. Нормата на чл. 13 не третира амортизацията на същите активи през новия регулаторен период, което е един от икономическите стимули за лицензианта, какъвто е и методът на регулиране, който не би следвало да се отнема. Мрежовият оператор също така счита приложението на този подход за противоречащо на издадените от ДКЕВР Минимални изисквания, съгласно т. 8 от които базисната година за четвъртия регулаторен период е 2014 г., а в т. 21 изрично е посочено,

че изчислението на регулаторната база на активите е в съответствие с чл. 13 от НРЦЕЕ. Дружеството твърди, че приложеният подход за изчисление на средногодишна балансова стойност на активите не е регламентиран в нормативни текстове и е в противоречие с регламентираните изисквания за ценообразуване в НРЦЕЕ и Минималните изисквания, като прилагането му е довело до ощетяване на компанията с 93 053 хил. лв.

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

6. Дружеството не приема частичното признаване на разходите за балансиране, като според него предложеният подход на практика лимитира разходите за балансиране на оператора в противоречие с Решение № 02022/23.02.2016 г. на Върховния административен съд. Според дружеството не е взето предвид и изискването съгласно чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ, което гласи, че „компонентата за балансиране по ал. 3 се определя въз основа на сравнителни анализи и/или данни от националната и международна практика“. Предвид горното дружеството настоява КЕВР да утвърди пълния размер на разходите за балансиране за предстоящия ценови период в размер на 3 397 хил. лв. или 2,80 лв./MWh, като отново апелира за изработването на компенсаторен механизъм за възстановяване на некомпенсираните разходи от балансиране за периода от юни 2014 г. до април 2017 г. в размер на 7 044 хил. лв.

7. В становището си дружеството поддържа искането нормата на възвръщаемост на капитала да бъде в размер на 7,4%, както е обосновано от него в подаденото ценово заявление, с аргумента, че направените в доклада изчисления се базират на неотносими допускания за България, а именно постижимата безрискова премия и политическия риск.

8. По отношение извършената корекция на необходимите приходи, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2015 г. и 2016 г., дружеството отбелязва, че инвестиционният план за 2015 г. е преизпълнен, докато неизпълнението на планираните инвестиционни разходи за 2016 г. е в резултат на невъзможност да се приключат всички постъпили заявления за придобиване на съоръжения. Като основни причини се изтъкват промяната в статута на лицето, контрагент по договора за придобиване, и пропуски в документацията, приложена към заявленията. Мрежовият оператор подчертава, че въпреки положените максимални усилия от негова страна не е бил в състояние да реализира предвидените инвестиции в пълен размер, поради изброените по-горе обективни причини, които са извън контрола на дружеството, и предвид липсата на правен механизъм, по силата на който инвеститорите да бъдат задължени да сключат договор за изкупуване, както и да фактурират цената на съоръжението на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД в конкретни срокове, доколкото сключването на един договор представлява двустранен процес, зависещ от волята на всяка от страните. Дружеството също така напомня, че в ценовото заявление от 2015 г. изрично е отбелязано, че изпълнението на планираните инвестиции в частта „Изкупуване на съоръжения от трети лица“ ще бъде реализирано в заявления обем при условие, че бъде възможно осигуряването на външно финансиране, като такова е осигурено едва на 02.11.2016 г. чрез сключване на споразумение за кредитиране между „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и Европейската банка за възстановяване и развитие в размер до 116 млн. евро. В допълнение към изложените мотиви дружеството посочва, че с цел изпълнение на заявените инвестиции за четвъртия регулаторен период в размер на 281 571 хил. лв. и на база отчетеното изпълнение за 2015 г. и 2016 г., „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е актуализирало планираните инвестиции за 2017 г. на 141 000 хил. лв., в резултат на което brutните инвестиционните намерения на компанията за четвъртия регулаторен период ще бъдат преизпълнени с 16 453 хил. лв. С оглед изложените аргументи и с цел спазване на принципите по чл. 23, т. 4 от ЗЕ, „ЧЕЗ Разпределение България“ АД предлага разсрочване



на така определената корекция в доклада за период от 3 години. Дружеството счита, че налагането ѝ наведнъж няма да допринесе дружествата да изпълнят в пълен размер заявените и одобрени през 2015 г. брутни инвестиции за целия регулаторен период, като такъв бил и смисълът на предвидения регулаторен одит в края на всеки регулаторен период – да се провери и анализира изпълнение на одобрените показатели от дружествата за целия период и непостигането на определен показател да може да бъде наваксано в следваща ценова година в рамките на периода. Според дружеството има утвърдена практика на КЕВР за разсрочване във времето на ценообразуващи елементи (Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. и Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г.), като също така няма изрична забрана за разсрочване на корекцията, предвидена в чл. 38, ал. 3 от НРЦЕЕ.

9. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД изразява несъгласие с начина на изчисление на приложената в доклада корекция с фактор Z с аргумента, че не са взети предвид реално отчетените разходи за закупуване на технологични разходи и тези, произтичащи от сделки с балансираща енергия. Освен това дружеството посочва, че използваната в доклада среднопретеглена годишна стойност на утвърдени необходими приходи за ценовия период в размер на 281 259 хил. лв. не съответства на определението за среднопретеглена годишна стойност, изчислена в зависимост от прогнозата по месеци за разпределена електрическа енергия, като твърди, че отчетените количества пренесена енергия за периода юли 2016 г. – март 2017 г. не трябва да участват в определянето на прогнозните необходими приходи. Въз основа на горното твърдение мрежовият оператор счита за дискусийна и среднопретеглената годишна стойност на утвърдената цена за технологични разходи за ценовия период, посочена на стр. 36 от доклада в размер на 86,28 лв./MWh, и отбелязва, че утвърдената цена за технологични разходи се формира в началото на ценовия период на база прогноза за пренесена електрическа енергия и количеството в тази прогноза не се променя за периода. Предвид гореизложеното и с цел приемственост в използвания досега подход, прозрачност и яснота в прилагането на корекцията, дружеството предлага Комисията да преразгледа изчислената корекция в доклада, като добави в необходимите приходи 35 249 хил. лв. или алтернативно вместо с 3 212 хил. лв. намали необходимите приходи с 2 466 хил. лв., както и да утвърди още една таблица към утвърдените регулаторни таблици, в която да се предоставят данни за определянето на Z фактора и към нея да са налице указания за обработването на предоставената информация и за определяне на коментираната стойност.

Комисията приема възраженията на дружеството по т. 1-5 и т. 7 за неоснователни предвид изложеното в т. 3.1. по-горе, в частта относно общите възражения на дружествата. По отношение на изложеното в т. 5 Комисията счита, че не са налице факти и обстоятелства, които да налагат необходимост от компенсиране на дружеството за периода на прилагането на корекциите въз основа на резултатите от извършения одит през 2014 г.

Комисията счита възражението по т. 6 за неоснователно, поради аргументите, изложени в т. 3.2. по-горе, в частта относно общите възражения на дружествата. Отделно от това, не са обективни твърденията на дружеството, че частичното включване на разходите, произтичащи от сделки с балансираща енергия, в признатите от КЕВР разходи е в противоречие с Решение № 11674 от 05.11.2015 г. на ВАС по адм. дело № 9747/2014 г., оставено в сила с Решение № 2022 от 23.02.2016 г. на ВАС по адм. дело № 294/2016 г. С цитираното решение съдът е отменил чл. 10, ал. 2, т. 2 от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (отм.) поради допуснати съществени нарушения на административнопроизводствените правила, а не поради установена материална незаконосъобразност на отменената разпоредба. Постановеното решение не задължава Комисията при утвърждаването на цените на енергийните предприятия да включва в признатите им разходи пълния размер на заявените разходи, произтичащи от сделки с балансираща енергия, както и не съдържа задължителни указания към регулатора по тълкуване и прилагане на определени законови разпоредби. Аргументи относно определения размер на разходите за балансиране са изложени по-горе в общия подход по

т. 1.2.

Относно възражението по т. 8 следва да се има предвид, че независимо от предпоставките, довели до неизпълнение на инвестициите съгласно предвидените срокове, и намерението на дружеството да актуализира планираните инвестиции за последната година на регулаторния период, подходът за утвърждаване на инвестиции за четвъртия регулаторен период, възприет в мотивите на Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР, предполага корекция на ценообразуващите елементи поради използваните коефициенти на тежест в зависимост от ценовата година от регулаторния период, през която е извършена съответната инвестиция. Комисията приема за неоснователно искането на дружеството за разсрочване на извършената корекция въз основа на отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции, предвид аргументите, изложени в т. 3.5. по-горе, в частта относно общите възражения на дружествата.

Комисията счита възражението по т. 9 за неоснователно. Утвърдените необходими годишни приходи на дружеството са изчислени като среднопретеглена годишна стойност в зависимост от разпределената по месеци електрическа енергия в размер на 281 259 хил. лв., поради факта, че през ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. действа Решение № Ц-19 от 30.06.2016 на КЕВР, в което са утвърдени необходими годишни приходи (НП) в размер 281 039 хил. лв., което решение е изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г., в което са утвърдени НП в размер на 282 084 хил. лв. Използвани са месечни коефициенти на тежест, представляващи отношението между действително пренесената електрическа енергия за съответния месец към пренесената електрическа енергия за регулаторния период. По този начин се постига по-голяма прецизност и точност в изчисленията, поради сезонната разлика в товарите през отделните месеци на годината, спрямо използвания от дружеството подход за разделяне на утвърдените количества за регулаторния период поравно за отделните месеци. Описаният метод е относим и към определянето на среднопретеглената годишна стойност на утвърдената цена за технологични разходи за ценовия период.

### **III. Ценообразуващи елементи**

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2016 г. на дружеството и при прилагане на общия подход за коригиране на цените, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

1. Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са запазени на 108 676 хил. лв. Предложеното от дружеството увеличение на разходите спрямо утвърдените за четвъртия регулаторен период е необосновано и не следва да бъде признато. Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост.

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е запазена на 57 721 хил. лв. в съответствие с т. 1.1. от общия подход. Следва да се отбележи, че използваният подход е в съответствие с регулаторната практика, прилагана в Европа, чиято цел е недопускане на двойно финансиране за придобити по безвъзмезден начин активи.

3. Технологичните разходи на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са запазени на 8% в съответствие с т. 1.1. от общия подход.

4. Разходите за балансиране са изчислени съгласно т. 1.2. от общия подход.

5. РБА е коригирана на 547 001 хил. лв., в т.ч. НОК – 25 617 хил. лв., в съответствие с т. 1.3. от общия подход.

6. Активната мощност, използвана от клиентите на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, е коригирана до заявения размер – 5 692 717 kW.

7. В съответствие с т. 1.4. от общия подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z, на стойност (минус) -3 212 хил. лв.

Изчисленията на дружеството на корекцията с фактора Z са в нарушение на разпоредбата на чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ. Съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

– Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството са изчислени като среднопретеглена годишна стойност в зависимост от разпределената по месеци електрическа енергия в размер на 281 259 хил. лв., поради факта, че през ценовия период 01.07.2016 г – 30.06.2017 г. действа Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, в което са утвърдени НП в размер 281 039 хил. лв., изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, в което са утвърдени НП – 282 084 хил. лв.;

– Потч. – отчетени приходи в размер на 284 863 хил. лв.;

– Е<sub>прог.</sub> – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 380 153 хил. kWh;

– Е<sub>отч.</sub> – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 549 112 хил. kWh;

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

– Ц<sub>тр.</sub> – утвърдената цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 86,28 лв./MWh. Посочената стойност представлява среднопретеглена годишна стойност в зависимост от разпределената по месеци електрическа енергия, поради факта, че през ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. действа Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, в което са утвърдени цена за задължения към обществото в размер на 35,77 лв./MWh и цени за мрежови услуги през електропреносната мрежа в размер на 8,45 лв./MWh, изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, в което са утвърдени цена за задължения към обществото в размер на 37,02 лв./MWh и цени за мрежови услуги през електропреносната мрежа в размер на 8,47 лв./MWh;

– Р<sub>t-2</sub> – (минус) -876 хил. лв., изчислението на корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Z<sub>t-1</sub> е представено в следващата таблица:

|    | Показатели                                                        | Общо      |
|----|-------------------------------------------------------------------|-----------|
| 1  | Количество пренесена енергия, MWh                                 | 8 499 702 |
| 2  | Утвърдено количество технологичен разход (8%) , MWh               | 739 105   |
| 3  | Приходи, отчет в хил. лв.                                         | 238 113   |
| 4  | Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.  | 55 896    |
| 5  | Утвърдено количество пренесена енергия, MWh                       | 8 520 857 |
| 6  | Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh                | 740 944   |
| 7  | Приходи, утвърдени в хил. лв.                                     | 243 584   |
| 8  | Разходи за технологичен разход, за количествата по т. 6, хил. лв. | 56 035    |
| 9  | Z <sub>t-1</sub> (p.7-p.8-p.3+p.4)                                | 5 332     |
| 10 | Z <sub>t-1</sub> утвърден с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г.       | 6 208     |
| 11 | Р <sub>t-2</sub> (p.9-p.10)                                       | -876      |

8. В съответствие с т. 1.5. от общия подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2015 г. и 2016 г. Изчисленията на размера на корекцията са представени в следващата таблица:

| хил. лв. |                           |                           |                           |
|----------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
|          | 2015 г. (И <sub>1</sub> ) | 2016 г. (И <sub>2</sub> ) | 2017 г. (И <sub>3</sub> ) |
|          |                           |                           |                           |

|   |                                                                                                                                        | отчет  | отчет  | прогноза |
|---|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|----------|
| 1 | Инвестиции – общо                                                                                                                      | 67 771 | 89 253 | 66 222   |
| 2 | Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания                                                                                     | 23 450 | 28 427 | 8 631    |
| 3 | Нетна амортизация, Ап                                                                                                                  | 5 342  | 7 069  | 5 666    |
| 4 | Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)                                                                                         | 38 980 | 53 757 | 51 925   |
| 5 | Среден номинален размер на инвестициите $I = (2,5 * I_1 + 1,5 * I_2 + 0,5 * I_3) / 3$                                                  | 68 016 |        |          |
| 6 | Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.                             | 96 409 |        |          |
| 7 | Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 * A_1 + 1,5 * A_2 + 0,5 * A_3) / 3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3 | 8 931  |        |          |
| 8 | Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.                | 10 824 |        |          |
| 9 | Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ $(p.5-p.6) * 7,04\% * 2 + (p.7-p.8) * 2$                                                      | -7 783 |        |          |

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

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

**Необходими годишни приходи за третата ценова година от четвъртия регулаторен период – 290 168 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 321 712 MWh.**

### **„ЧЕЗ ЕЛЕКТРО БЪЛГАРИЯ“ АД**

Със заявление с вх. № Е-13-47-12#2 от 31.03.2017 г., допълнено с писмо с вх. № Е-13-47-12 от 18.05.2017 г., „ЧЕЗ Електро България“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2017 г.

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

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЧЕЗ Електро България“ АД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи ниско напрежение (НН), както и предложените от дружеството за новия ценови период, са представени в таблицата по-долу:

| „ЧЕЗ Електро България“ АД                                                                       |                                                          |                                                    |           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|-----------|
| Показатели                                                                                      | Утвърдени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. цени, без ДДС | Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г. | Изменение |
|                                                                                                 | лв./kWh                                                  | лв./kWh                                            | %         |
| <b>I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност - ниско напрежение</b> |                                                          |                                                    |           |
| <b>1. Три скали</b>                                                                             |                                                          |                                                    |           |
| в т.ч. - Върхова                                                                                | 0,17809                                                  | 0,16301                                            | -8,47%    |

|                                                                                |                |                |                |
|--------------------------------------------------------------------------------|----------------|----------------|----------------|
| - Дневна                                                                       | 0,11392        | 0,11820        | +3,76%         |
| - Нощна                                                                        | 0,07317        | 0,08217        | +12,30%        |
| <b>2. Две скали</b>                                                            |                |                |                |
| в т.ч. - Дневна                                                                | 0,16016        | 0,13191        | -17,64%        |
| - Нощна                                                                        | 0,07779        | 0,08217        | +5,63%         |
| <b>3. Една скала</b>                                                           | <b>0,14299</b> | <b>0,11820</b> | <b>-17,34%</b> |
| <b>II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение</b> |                |                |                |
| <b>1. Две скали</b>                                                            |                |                |                |
| в т.ч. - Дневна                                                                | 0,13085        | 0,14241        | +8,83%         |
| - Нощна                                                                        | 0,05723        | 0,06171        | +7,83%         |
| <b>2. Една скала</b>                                                           | <b>0,13085</b> | <b>0,11820</b> | <b>-9,67%</b>  |

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

1. Разходите за закупуване на електрическа енергия са изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР цени на обществения доставчик и възлизат на 510 224 хил. лв.;

2. Разходи за балансиране на стойност 17 997 хил. лв.;

3. Възвръщаемост на регулаторната база – 5 100 хил. лв.;

4. Компонента за дейността – 22 056 хил. лв.;

5. Към необходимите годишни приходи дружеството включва несъбираеми вземания – 3 042 хил. лв., разходи за енергийна ефективност в размер на 656 хил. лв., некомпенсирани разходи за небаланси – 13 947 хил. лв.;

6. Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 786 337 MWh.

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

„ЧЕЗ Електро България“ АД е представило становище с писма с вх. № Е-13-47-28 от 06.06.2017 г. и вх. № Е-13-47-32 от 20.06.2017 г.

1. Дружеството твърди, че при определянето на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ не са отчетени в пълния им обем лицензионните задължения на крайния снабдител, законовите задължения, които се вменават с ежегодните изменения в нормативната уредба, както и допълнителните му задължения във връзка с функцията му на координатор на специална балансираща група. „ЧЕЗ Електро България“ АД подчертава, че допълнителните административни разходи, възникнали в резултат на гореописаните задължения, не се влияят от обема и цената за покупка на електрическа енергия, а зависят изцяло от броя клиенти, които дружеството обслужва и които относително запазват своя брой. Според компанията максималния размер на компонентата за лицензионната дейност, определена от КЕВР като процент от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството съгласно НРЦЕЕ, следва да покрива определените по чл. 11 от НРЦЕЕ оперативни разходи за дейността краен снабдител. Дружеството отбелязва, че липсва обосновка на размера на оперативните разходи и възвръщаемост от необходимия оборотен капитал, което не кореспондира с изискванията на чл. 10, ал. 4, чл. 11 и чл. 15 от НРЦЕЕ, като в тази връзка се позовава на Решение № 5911 от 11.05.2017 г. на ВАС по адм. д. № 3016/2017 г., IV о. „ЧЕЗ Електро България“ АД предлага нормата на възвръщаемост на капитала да бъде в размер на 7,4%, като същата е изчислена съгласно изискванията на чл. 14, ал. 2 от НРЦЕЕ. Дружеството не разполага с нетекущи активи, върху които да бъде начислена възвръщаемост, но оборотният капитал е основен капиталов инструмент за осъществяване на лицензионната дейност. По отношение стойността на необходимия оборотен капитал „ЧЕЗ Електро България“ АД заявява, че НОК е изчислен в съответствие с чл. 13, ал. 8 от НРЦЕЕ като 1/8

от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като според дружеството при определянето на оборотния капитал в разходите за електрическа енергия следва да бъдат включени и разходите за балансиране.

2. „ЧЕЗ Електро България“ АД възразява срещу частичното признаване на разходи за балансиране с аргумента, че не е спазена разпоредбата на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ, съгласно която компонентата за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ се определя въз основа на сравнителни анализи и/или данни от националната и международна практика. Предвид необходимостта от справедливо прехвърляне на разходите, свързани с балансиране при осъществяване на дейността „снабдяване с електрическа енергия“, дружеството настоява Комисията да признае в необходимите приходи пълния размер на заявените разходи за балансиране за следващия ценови период – 17 997 хил. лв. или 3,76 лв./MWh. Освен гореизложеното „ЧЕЗ Електро България“ АД апелира в окончателното ценово решение Комисията да преразгледа подхода си по отношение изработването на механизъм за компенсиране на некомпенсирани разходи за балансиране за периода от юни 2014 г. до април 2015 г. в размер на 13 947 хил. лв.

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

4. „ЧЕЗ Електро България“ АД изразява несъгласие във връзка с непризнаването на заявените разходи за несъбираеми вземания, като счита, че включването им в необходимите годишни приходи на дружеството е изцяло основателно и аргументирано, тъй като в основата на тези вземания е продадената електрическа енергия, която е заплатена на обществения доставчик, като освен това са заплатени акциз (за стопанските потребители) и данък добавена стойност (ДДС). Въпреки мерките, които дружеството е извършило и отчетло пред КЕВР, наличието на разходи за несъбираеми вземания според крайния снабдител е непреодолим съпътстващ резултат от дейността му, който следва да се отрази в окончателното ценово решение.

Комисията счита, че възраженията на дружеството по т. 1-3 са неоснователни предвид аргументите, изложени в общия подход за регулиране на електроразпределителните дружества и крайните снабдители.

Комисията счита възражението на дружеството по т. 4 за неоснователно. В тази връзка Комисията не може да приеме обосновано, че включването на разходи за несъбираеми вземания в необходимите годишни приходи на дружеството е в интерес на клиентите, тъй като предприемането на съответни действия за недопускане на възникването на тези разходи чрез способите за събиране на вземания по съдебен ред, уредени в Гражданския процесуален кодекс (ГПК), е изцяло в обхвата на управленските решения на органите на дружеството. Поради тези причини разходите за несъбираеми вземания попадат в обхвата на чл. 11, ал. 2, т. 14 от НРЦЕЕ и не следва да бъдат признавани в състава на разходите, свързани с лицензионната дейност. Признаването на тези разходи в допълнение към компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ е незапазен подход, поставящ крайните снабдители в привилегировано положение спрямо останалите участници на пазара, които покриват подобни разходи за сметка на маржа си. Подобна мярка би демотивирала дружеството да полага усилия за събирането им по реда на ГПК.

### **III. Ценообразуващи елементи**

Въз основа на извършен анализ на ценовото предложение на „ЧЕЗ Електро България“ АД и извършените корекции при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, цените на „ЧЕЗ Електро България“ АД са, както следва:

| <b>„ЧЕЗ Електро България“ АД</b>                                                                                                            |                                                        |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|
| <b>Показатели</b>                                                                                                                           | <b>Цени, без ДДС,<br/>считано от<br/>01.07.2017 г.</b> |
|                                                                                                                                             | <b>лв./kWh</b>                                         |
| <b>I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти,<br/>присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско<br/>напрежение</b> |                                                        |
| <b>1. Три скали</b>                                                                                                                         |                                                        |
| в т.ч. - Върхова                                                                                                                            | 0,17643                                                |
| - Дневна                                                                                                                                    | 0,11294                                                |
| - Нощна                                                                                                                                     | 0,07024                                                |
| <b>2. Две скали</b>                                                                                                                         |                                                        |
| в т.ч. - Дневна                                                                                                                             | 0,14196                                                |
| - Нощна                                                                                                                                     | 0,07024                                                |
| <b>3. Една скала</b>                                                                                                                        | <b>0,14196</b>                                         |
| <b>II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти,<br/>присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско<br/>напрежение</b>  |                                                        |
| <b>1. Две скали</b>                                                                                                                         |                                                        |
| в т.ч. - Дневна                                                                                                                             | 0,13205                                                |
| - Нощна                                                                                                                                     | 0,05696                                                |
| <b>2. Една скала</b>                                                                                                                        | <b>0,13205</b>                                         |

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;
- компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 537 872 хил. лв.

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

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00924 лв./kWh;
2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03098 лв./kWh;
3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:
  - за небитови клиенти – 0,01745 лв./kW/ден;
  - за битови клиенти – 0,00505 лв./kWh.

### **„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД**

Със заявление с вх. № Е-13-48-31 от 31.03.2017 г. „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД, с ново наименование „Електроразпределение Юг“ ЕАД, е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2017 г.

#### **I. Предоставена от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация**

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00808 лв./kWh;

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03141 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01651 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.

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

| <b>„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД</b>                                                |                                                                 |                                                           |                  |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|------------------|
| <b>Показатели</b>                                                                   | <b>Утвърдени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. цени, без ДДС</b> | <b>Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.</b> | <b>Изменение</b> |
|                                                                                     | <b>в лв./kWh</b>                                                | <b>в лв./kWh</b>                                          | <b>%</b>         |
| Цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение             | 0,00808                                                         | 0,00795                                                   | <b>-1,61%</b>    |
| Цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение              | 0,03141                                                         | 0,03083                                                   | <b>-1,85%</b>    |
| Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти                  | 0,00503                                                         | 0,00503                                                   | <b>0,00%</b>     |
| Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден) | 0,01651                                                         | 0,01651                                                   | <b>0,00%</b>     |

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

1. Разходите за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи са изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР цени на обществения доставчик;

2. В изпълнение на разпоредбите на НРЦЕЕ, предложените стойности на ценообразуващите елементи са на нивото на утвърдените с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР за четвъртия регулаторен период;

3. Дружеството предлага намаление на утвърдените за предходния ценови период размер на разходите за амортизации със 101 хил. лв. и на РБА с 2 889 хил. лв. във връзка с активи, придобити чрез финансиране от дерогация по Заповед № Е-РД-16-6-600/09.12.2016 г. на Министъра на енергетиката;

4. Корекция с фактор Z в размер на (минус) -9 107 хил. лв. С цел избягване на резки колебания в крайните цени и предвид възприетата и утвърдена практика на регулатора за разсрочване във времето на елементи на ценообразуването, които могат да предизвикат резки колебания при изчисляване на цените, „Електроразпределение Юг“ ЕАД предлага разсрочване на размера на фактора Z за период от 4 години. В тази връзка, в калкулацията на необходимите приходи за новия ценови период са включени само (минус) -2 277 хил. лв.

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

„Електроразпределение Юг“ ЕАД е представило становище с писма с вх. № Е-13-262-4 от 07.06.2017 г. и вх. № Е-13-262-6 от 20.06.2017 г.

1. Електроразпределителното дружество възразява срещу приложената корекция на необходимите годишни приходи, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за първата и втората ценова година от четвъртия регулаторен период в размер на -11 352 хил. лв., като акцентира върху обстоятелството, че за периода 2005 г. – 2016 г. е инвестирало 151 809 хил. лв. или 14,5% в повече средства от одобрените такива в ценовите решения за цитирания период. Друг аргумент на дружеството визира отказа на Комисията да включи в необходимите годишни приходи за четвъртия регулаторен период поисканите със заявление с вх. № Е-13-48-81 от 31.03 2015 г. 17,7 млн. лв. за реализирани инвестиции,



които не са били разчетени в предходния трети регулаторен период, както и отхвърлянето на предложението този необходим приход да бъде разсрочен за целия четвърти регулаторен период (3 години) съгласно изискването на чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ с цел осигуряване на балансирано изменение на цените за краен клиент. С оглед действията на регулатора да прилага такава корекция само когато се постига намаление на приходите, „Електроразпределение Юг“ ЕАД счита, че няма яснота и последователност при прилагането на чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ и настоява КЕВР да разсрочи приложената корекция съгласно утвърдената от Комисията успешна практика по разсрочване на елементи от ценообразуването (Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г., Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. и Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г.), които могат да предизвикат резки колебания при формирането на цените предвид задължението на Комисията по чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ за поддържане на баланс между интересите на енергийните дружества и потребителите и задължението ѝ да осигури плавен преход на цените за крайните клиенти.

2. Дружеството изразява несъгласие с приложената корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност -9 704 хил. лв. по чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ, като изтъква, че основната причина за отчетените стойности е по-голямото количество консумирана електрическа енергия от клиентите на лицензионната територия, в резултат на метеорологичните условия през 2016 г. – 2017 г. В подкрепа на позицията си мрежовият оператор отбелязва, че за всяка ценова година от настоящия регулаторен период има разчетени близо 10 млн. лв. по-малко средства за оперативни разходи от реално необходимите.

3. По отношение невключването на пълния размер на заявените разходи за балансиране „Електроразпределение Юг“ ЕАД настоява Комисията да приеме представената обосновка от дружеството за разходите за балансиране, като подчертава, че видно от анализа от дейността през 2016 г. среднопретегленото годишно отклонение в прогнозата за технологичния разход е  $\approx 14,5\%$ , което има финансово изражение от 2,89 лв./MWh, а запазването на пределните цени на балансираща енергия не е достатъчен мотив за отказ от разглеждане на аргументираната обосновка на дружеството на извършените разходи за балансиране.

4. Дружеството счита, че проектът на решение на КЕВР опорочава бъдещо преразглеждане на НРЦЕЕ. В тази връзка посочва, че при формиране на цена за пренос през електропреносната мрежа са предвидени приходи на ЕСО ЕАД за реактивна енергия в размер на 22 млн. лв., което според „Електроразпределение Юг“ ЕАД изначално блокира изменение на чл. 8 от НРЦЕЕ, защото всяка промяна би поставила ЕСО ЕАД в позиция да бъде лишено от приход, който е бил точно разчетен при определянето на цената за пренос за ценовия период. Електроразпределителното дружество твърди, че така заложените параметри за приходи от реактивна енергия в ценообразуващите елементи на цената за пренос на ЕСО ЕАД биха повлияли на КЕВР при вземането на законосъобразно и справедливо решение за изменение на действащата НРЦЕЕ, като подчертава, че разпоредбата на чл. 8 от НРЦЕЕ е спорен текст и е предмет на жалба от „Електроразпределение Юг“ ЕАД пред Върховния административен съд.

Комисията приема за неоснователно възражението на дружеството по т. 1, предвид аргументите изложени по-горе, в частта на т. 3.5. от общите възражения на дружествата. Не може да се приеме за релевантен аргументът, че през периода 2005 г. – 2016 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е инвестирало 14,5% повече средства от одобрените такива в ценовите решения за цитирания период, тъй като в настоящото административно производство следва да се кредитират факти и обстоятелства от значение за утвърждаването на необходими годишни приходи и цени за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.

От анализа в доклад с вх. № Е-Дк-174 от 27.05.2015 г., срещу който дружеството не е възразило в представените становища с вх. № Е-13-48-159 от 05.06.2015 г. и вх. № Е-13-48-159 от 19.06.2015 г. по доклада за утвърждаване на цени на електрическата енергия и проекта на решение за ценовия период 01.08.2015 г. – 30.06.2016 г., както и от мотивите

на Решение Ц-27 от 31.07.2015 г. следва изводът, че не съществуват основания за признаване на некомпенсирани разходи за третия регулаторен период.

Комисията счита, че е недопустимо и в нарушение на чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ поисканото в т. 2 неприлагане на корекцията с фактора Z като компенсация за непостигнати нива на утвърдени за регулаторния период разходни елементи. Предложеният подход представлява нарушение на интересите на клиентите в полза на интереса на „Електроразпределение Юг“ ЕАД и е в противоречие с принципа по чл. 23, т. 4 от ЗЕ. По отношение на посоченото относно оперативните разходи на дружеството следва да се имат предвид аргументите по-горе, в частта по т. 3.1. от общите възражения на дружествата.

Комисията приема, че възраженията на дружеството по т. 3 са неоснователни предвид мотивите, изложени по-горе, в частта по т. 3.2. от общите възражения на дружествата.

Изложеното във възражението по т. 4 Комисията приема за неоснователно и необективно. В тази връзка следва да се има предвид, че настоящото решение следва да отразява действащите към момента на неговото постановяване норми на НРЦЕЕ.

### III. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, в представения годишен финансов отчет за 2016 г. на дружеството и при прилагане на общия подход, са извършени корекции на предложените ценообразуващи елементи, както следва:

1. Необходимият оборотен капитал е коригиран на 21 640 хил. лв. в съответствие с т. 1.3. от общия подход.

2. В съответствие с т. 1.4. от общия подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z, на стойност (минус) -9 704 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

–  $\text{Путв.}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството са изчислени като среднопретеглена годишна стойност в зависимост от разпределената по месеци електрическа енергия в размер на 256 394 хил. лв., поради факта, че през ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. действа Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, в което са утвърдени НП в размер 256 215 хил. лв., изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, в което са утвърдени НП – 257 122 хил. лв.;

–  $\text{П}_{\text{отч.}}$  – отчетени приходи в размер на 269 062 хил. лв.;

–  $\text{Е}_{\text{прог.}}$  – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 134 295 хил. kWh;

–  $\text{Е}_{\text{отч.}}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 636 146 хил. kWh;

–  $\text{ТР}_{\text{одоб.}}$  – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

–  $\text{Ц}_{\text{тр.}}$  – утвърдената цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 86,26 лв./MWh. Посочената стойност представлява среднопретеглена годишна стойност в зависимост от разпределената по месеци електрическа енергия, поради факта, че през ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. действа Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, в което са утвърдени цена за задължения към обществото в размер на 35,77 лв./MWh и цени за мрежови услуги през електропреносната мрежа в размер на 8,45 лв./MWh, изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, в което са утвърдени цена за задължения към обществото в размер на 37,02 лв./MWh и цени за мрежови услуги през

електропреносната мрежа в размер на 8,47 лв./MWh;

–  $P_{t-2}$  – (минус) -801 хил. лв., изчислението на корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на  $Z_{t-1}$ , е представено в следващата таблица:

|    | Показатели                                                             | Общо        |
|----|------------------------------------------------------------------------|-------------|
| 1  | Количество пренесена енергия, MWh                                      | 7 563 887   |
| 2  | Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh                     | 657 729     |
| 3  | Приходи, отчет в хил. лв.                                              | 231 441     |
| 4  | Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.       | 49 753      |
| 5  | Утвърдено количество пренесена енергия, MWh                            | 7 456 437   |
| 6  | Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh                     | 648 386     |
| 7  | Приходи, утвърдени в хил. лв.                                          | 229 979     |
| 8  | Разходи за технологичен разход за количествата по т. 6, хил. лв.       | 49 046      |
| 9  | <b><math>Z_{t-1}</math> (р.7-р.8-р.3+р.4)</b>                          | <b>-755</b> |
| 10 | <b><math>Z_{t-1}</math> утвърден с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г.</b> | <b>46</b>   |
| 11 | <b><math>P_{t-2}</math> (р.9-р.10)</b>                                 | <b>-801</b> |

3. В съответствие с т. 1.5. от общия подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2015 г. и 2016 г. Изчисленията на размера на корекцията са представени в следващата таблица:

хил. лв.

|   |                                                                                                                                        | 2015 г. ( $I_1$ ) | 2016 г. ( $I_2$ ) | 2017 г. ( $I_3$ ) |
|---|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
|   |                                                                                                                                        | отчет             | отчет             | прогноза          |
| 1 | Инвестиции – общо                                                                                                                      | 80 546            | 110 251           | 124 737           |
| 2 | Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания                                                                                     | 15 640            | 19 929            | 24 207            |
| 3 | Нетна амортизация, $A_n$                                                                                                               | 5 996             | 6 676             | 7 913             |
| 4 | Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)                                                                                         | 58 910            | 83 646            | 92 617            |
| 5 | Среден номинален размер на инвестициите $I = (2,5 * I_1 + 1,5 * I_2 + 0,5 * I_3) / 3$                                                  | 106 351           |                   |                   |
| 6 | Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.                             | 137 616           |                   |                   |
| 7 | Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 * A_1 + 1,5 * A_2 + 0,5 * A_3) / 3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3 | 9 654             |                   |                   |
| 8 | Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.                | 13 129            |                   |                   |
| 9 | Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*7,04%*2+(р.7-р.8)*2                                                                 | -11 352           |                   |                   |

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

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

Необходими годишни приходи за третата ценова година от четвъртия регулаторен период – 258 171 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 134 295 MWh.

## „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2017 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2017 г.

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

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството, считано от 01.07.2017 г., са обобщени в таблицата по-долу:

| „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД                                                            |                                                          |                                                    |                |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|----------------|
| Показатели                                                                                      | Утвърдени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. цени, без ДДС | Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г. | Изменение      |
|                                                                                                 | лв./kWh                                                  | лв./kWh                                            | %              |
| <b>I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение</b> |                                                          |                                                    |                |
| <b>1. Три скали</b>                                                                             |                                                          |                                                    |                |
| в т.ч. - Върхова                                                                                | 0,19137                                                  | 0,19259                                            | <b>+0,64%</b>  |
| - Дневна                                                                                        | 0,12608                                                  | 0,12687                                            | <b>+0,63%</b>  |
| - Нощна                                                                                         | 0,07576                                                  | 0,07622                                            | <b>+0,61%</b>  |
| <b>2. Две скали</b>                                                                             |                                                          |                                                    |                |
| в т.ч. - Дневна                                                                                 | 0,15504                                                  | 0,13104                                            | <b>-15,48%</b> |
| - Нощна                                                                                         | 0,07340                                                  | 0,05825                                            | <b>-20,64%</b> |
| <b>3. Една скала</b>                                                                            | <b>0,16452</b>                                           | <b>0,13549</b>                                     | <b>-17,65%</b> |
| <b>II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение</b>                  |                                                          |                                                    |                |
| <b>1. Две скали</b>                                                                             |                                                          |                                                    |                |
| в т.ч. - Дневна                                                                                 | 0,12888                                                  | 0,13104                                            | <b>+1,68%</b>  |
| - Нощна                                                                                         | 0,05384                                                  | 0,05825                                            | <b>+8,19%</b>  |
| <b>2. Една скала</b>                                                                            | <b>0,12888</b>                                           | <b>0,13104</b>                                     | <b>+1,68%</b>  |

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

1. Прогнозните продажби на електрическа енергия за крайни клиенти за периода от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г. са в размер на 4 291 964 MWh;
2. Запазване на сегашната тарифна структура при продажба на електрическа енергия на битови и небитови клиенти на ниво ниско напрежение;
3. Използвана е утвърдената с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на битови и небитови клиенти в размер на 106,60 лв./MWh;
4. При калкулирането на цената за клиентите (битови и небитови) на крайния снабдител са включени разходи за балансиране в размер на 2,20 лв./ MWh или общо за новия ценови период в размер на 9 442 хил. лв.;
5. Оперативни разходи в размер на 14 595 хил. лв.;
6. Разходи за амортизации – 482 хил. лв.;
7. Приложена норма на възвръщаемост в размер на 7,04%;
8. Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, изчислена по обратен път, в размер на 4,23% от утвърдената средна покупна цена на дружеството.

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

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е представило становище с писма с вх. № Е-13-49-21 от 07.06.2017 г. и вх. № Е-13-49-21 от 20.06.2017 г.

1. В становището си „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД заявява, че калкулацията на КЕВР по отношение компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ от 10,6 млн. лв., в противоречие с принципите по чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ не покрива дори оперативния разход на снабдителя, още по-малко предвижда разходи за амортизации и възвръщаемост. Дружеството обръща внимание, че начинът, по който се изчислява компонентата за дейността не отчита намаляване на обема на продажбите при минимална промяна на броя на клиентите, тъй като разходите на крайния снабдител запазват почти непроменен своя размер, доколкото същите се влияят в значителна степен от броя на клиентите, а не толкова от реализираните продажби. Според компанията не са отчетени вменените на крайния снабдител нормативни задължения, свързани с изпълнението на изискванията на чл. 38б от ЗЕ, с участието в европейския механизъм „REMIT“, с дейностите по чл. 80а от ЗЕ и с тези съгласно § 14 от ПЗР на ЗИДЗЕ във връзка с администрирането на договорите по чл. 97, ал. 1, т. 2 от ЗЕ, заедно с всички изменения и допълнения. В заключение дружеството настоява Комисията да приеме компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, отговаряща на реалния размер на оперативния разход, ведно с включени амортизации и справедлива възвръщаемост.

2. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД възразява срещу запазването на компонентата за балансиране на нивото, утвърдено с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР в размер на 2,20 лв./MWh., като поддържа направеното в заявлението искане за средногодишен разход за балансиране в размер на 3,81 лв./MWh. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД изразява несъгласие с факта, че КЕВР калкулира разходите и не взема предвид посочените размери на разходите, свързани с либерализирането на енергийния пазар, и тези, свързани със сигурността и качеството на електроснабдяването. Позицията на дружеството е, че изпълнението на тези задължения не може да се осъществи на практика без пълното им включване в одобрените приходи.

3. Крайният снабдител възразява срещу невключването в цените на разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели на енергийни спестявания, като твърди, че този подход на КЕВР е в противоречие с решение на Министерски съвет, в което е приет поименен списък на задължените лица и стойностите на определените им индивидуални цели за енергийни спестявания. Дружеството поставя акцент върху факта, че във всичките си ценови заявления от 2010 г. до настоящия момент е правило искания за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност за изпълнение на национална цел и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по Закона за енергийната ефективност, които нито веднъж не са били взети под внимание от страна на КЕВР, като в тази връзка апелира в предстоящото решение да бъде уточнено за кога се отлагат тези разходи и по какъв начин ще бъдат компенсирани.

Комисията счита, че възраженията на дружеството по т. 1-3 са неоснователни предвид мотивите, изложени в общия подход за регулиране на електроразпределителните дружества и крайните снабдители.

## **III. Ценообразуващи елементи**

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, при прилагане на общия подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, цените на дружеството са, както следва:

|                                      |
|--------------------------------------|
| „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД |
|--------------------------------------|

| Показатели                                                                                                                          | Цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г. |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|
|                                                                                                                                     | лв./kWh                                 |
| <b>I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b> |                                         |
| <b>1. Три скали</b>                                                                                                                 |                                         |
| в т.ч. - Върхова                                                                                                                    | 0,16856                                 |
| - Дневна                                                                                                                            | 0,11238                                 |
| - Нощна                                                                                                                             | 0,06488                                 |
| <b>2. Две скали</b>                                                                                                                 |                                         |
| в т.ч. - Дневна                                                                                                                     | 0,13094                                 |
| - Нощна                                                                                                                             | 0,06488                                 |
| <b>3. Една скала</b>                                                                                                                | <b>0,13094</b>                          |
| <b>II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>  |                                         |
| <b>1. Две скали</b>                                                                                                                 |                                         |
| в т.ч. - Дневна                                                                                                                     | 0,13094                                 |
| - Нощна                                                                                                                             | 0,05462                                 |
| <b>2. Една скала</b>                                                                                                                | <b>0,13094</b>                          |

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;
- компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 482 316 хил. лв.

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

- 1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00924 лв./kWh,**
- 2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03154 лв./kWh,**
- 3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:**
  - за небитови клиенти – 0,01651 лв./kW/ден,
  - за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.

### **„ЕНЕРГО-ПРО МРЕЖИ“ АД**

Със заявление с вх. № Е-13-45-30 от 31.03.2017 г. „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД е направило предложение за утвърждаване на цена за достъп до електроразпределителната мрежа и цени за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа, считано от 01.07.2017 г.

#### **I. Предоставена от „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД прогнозна информация**

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01193 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03166 лв./kWh;

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

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложението на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД и действащите цени на дружеството:

| <b>„ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД</b>                                            |                                                                 |                                                           |                  |
|-------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|------------------|
| <b>Показатели</b>                                                       | <b>Утвърдени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. цени, без ДДС</b> | <b>Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.</b> | <b>Изменение</b> |
|                                                                         | <b>в лв./kWh</b>                                                | <b>в лв./kWh</b>                                          | <b>%</b>         |
| цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение | 0,01193                                                         | 0,01263                                                   | +5,87%           |
| цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение  | 0,03166                                                         | 0,03349                                                   | +5,78%           |
| цена за достъп до електроразпределителната мрежа                        | 0,00818                                                         | 0,00869                                                   | +6,23%           |

Предложението за цени е разработено при следните изходни данни:

1. Предложена е стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение от 71 913 хил. лв., представляващи стойността, утвърдена за регулаторния период и актуализирана с инфлация в размер на 0,1%;

2. Разходи за балансиране – 1 166 хил. лв.;

3. Прогнозна стойност на разходите за амортизации – 44 676 хил. лв.;

4. Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 54 578 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 11,03%;

5. Регулаторна база на активите – 339 766 хил. лв., включваща:

– призната балансова стойност на активите в размер на 233 699 хил. лв.;

– среден номинален размер на инвестициите – 91 530 хил. лв.;

– необходим оборотен капитал – 14 538 хил. лв.;

6. Норма на възвръщаемост на капитала – 7,04%.

**II. Становище на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД по доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

„ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД е представило становище с писмо с вх. № Е-13-45-50 от 08.06.2017 г.

1. Според дружеството съгласно представената обосновка в заявлението за цени, отчитайки структурата и текущото състояние на разпределителната мрежа, както и липсата на признати разходи за инвестиции за две от последните четири години, е невъзможно постигането на технологични разходи в размер на 9%. Разбирането на компанията е, че при този размер на цената за технологични разходи за „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД остават непризнати разходи за закупуване на електрическа енергия за технологични разходи от 131 029 MWh, които са на стойност 15 316 хил. лв. Тази стойност се равнява на 22% от признатите инвестиции за третата ценова година от четвърти регулаторен период и на 64% от признатата възвръщаемост на компанията. В случай че КЕВР запази предварително определения размер на технологичните разходи на 9%, това ще изправи дружеството пред невъзможност да реализира одобрената за регулаторния период инвестиционна програма. Също така ще бъдат нарушени и изискванията на чл. 31, т. 1, 2 и 4 от ЗЕ, а именно цените да са недискриминационни, да покриват икономически присъщите разходи и да осигуряват възвръщаемост на енергийните предприятия. Отчитайки гореизложеното, „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД заявява разходи за технологични нужди от 11,03% (647 869 MWh) на обща стойност 75 729 хил. лв. при предложените в доклада цени за технологични разходи, цени за пренос и достъп до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото.

2. „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД възразява срещу извършената в доклада корекция на

разходите за амортизации на инвестициите на стойност 5 982 хил. лв. с аргумента, че чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ предвижда корекцията да бъде извършена единствено по отношение на разлики между изпълнените и признати от КЕВР инвестиции, но не предвижда корекцията да е свързана и с амортизацията на инвестициите. Според дружеството корекция на разходите за амортизации на инвестициите следва да бъде извършена при следващия регулаторен преглед към 1 юли 2018 г. Отчитайки гореизложеното, корекцията на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2015 г. и 2016 г., следва да бъде намалена с 5 982 хил. лв.

3. Съгласно изложените в становището на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД мотиви, чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ предвижда право, а не задължение на Комисията да извърши корекцията във връзка с неизпълнени инвестиции в рамките на ценовия период. Според дружеството НРЦЕЕ и принципът за регулиране „горна граница на приходи“ предвиждат промени в основните ценообразуващи елементи – регулаторна база на активите, норма на възвръщаемост и признати оперативни разходи да се извършват в началото на всеки регулаторен период, докато промяната на регулаторната база на активите чрез корекция на неизпълнените инвестиции е допълнителна възможност. Също така дружеството обръща внимание, че достигнатият 20 годишен връх в потреблението на електрическа енергия през изминалата зима е довел до високи стойности на корекцията с фактора  $Z$ , но в същото време електроразпределителните дружества са понесли сериозна тежест в периодите на върхово натоварване на системата, оказвайки пълно съдействие на електроенергийния системен оператор при управлението на товарите, плащайки високи цени за небаланси и разсрочвайки погасяването на задължения на клиентите, като предизвиканите допълнителни разходи не са включени в изчисленията към доклада. Дружеството прогнозира, че предложената еднократна корекция с фактора  $Z$ , в съчетание с корекцията и в резултат на неизпълнени инвестиции, ще доведат до предпоставки за увеличение на цените за крайните потребители през следващия регулаторен период от 4%, като в същото време това ще лиши изцяло електроразпределителното предприятие от възможността да инвестира в намаляване размера на технологичните разходи и подобряване качеството на услугата през предстоящия ценови период. С оглед на гореизложеното и на основание принципа на регулиране по чл. 23, т. 4 от ЗЕ, „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД предлага корекцията с фактора  $Z$  и корекцията в резултат на неизпълнени инвестиции да бъде разсрочена за период от 4 години с оглед осигуряване баланс на интересите на клиентите и енергийните предприятия.

Комисията приема за неоснователно възражението на дружеството по т. 1, предвид изискванията на приложимия метод за ценово регулиране и изложеното по-горе в т. 1.1. на общия подход, както и в т. 3.1. от общите възражения на дружествата.

Комисията приема за неоснователно възражението на дружеството по т. 2. Нормата на чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ предвижда корекция на необходимите приходи в резултат на изпълнени и отчетени инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка. При приложимия метод за ценово регулиране размерът на инвестициите участва при формирането на два ценообразуващи елемента на необходимите приходи на дружеството:

- разходите за амортизации, включващи амортизации на съществуващите активи и прогнозни амортизации на инвестициите, и
- определената възвръщаемост, представляваща произведение на утвърдената норма на възвръщаемост и сбора от балансовата стойност на съществуващите активи и прогнозната стойност на инвестициите.

Комисията счита, че в изпълнение на чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ корекцията, отразяваща констатираните значителни отклонения на реално извършените инвестиции спрямо заявените и утвърдени от Комисията в началото на регулаторния период, следва да обхваща всички ценообразуващи елементи, при формирането на които участва размерът на инвестициите. Противното представлява нарушение на интересите на потребителите в



полза на интереса на електроразпределителните дружества и е в противоречие с принципа по чл. 23, т. 4 от ЗЕ, тъй като чрез регулираните цени се възстановяват разходи за амортизации на дружествата, които те не са извършили. По отношение на исканото разсрочване на корекциите по чл. 38, ал. 3, т. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ аргументи са изложени по-горе, в частта на т. 3.5. от общите възражения на дружествата.

По отношение на възражението по т. 3 следва да се има предвид, че в изпълнение на т. 1.1. от общия подход, стойността на ценообразуващите елементи не е коригирана. Приложими са единствено корекции, извършвани в съответствие с глава трета на НРЦЕЕ. Относно твърдението на дружеството за понасяне на сериозна тежест в периодите на върхово натоварване на системата вследствие оказване на пълно съдействие на електроенергийния системен оператор при управлението на товарите, плащане на високи цени за небаланси и разсрочване погасяването на задължения на клиентите, при което предизвиканите допълнителни разходи не са включени в изчисленията, следва да се отбележи, че в подаденото от „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД заявление с вх. № Е-13-45-30 от 31.03.2017 г. такива разходи не са представени, както и липсва информацията относно техния размер по вид и стойност. По тази причина Комисията не е имала възможност да анализира обосноваността и размера на тези разходи, както и да прецени необходимостта от признаването им.

### III. Ценообразуващи елементи

При анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, в представения годишен финансов отчет за 2016 г. на дружеството и при прилагане на общия подход са извършени следните корекции на ценообразуващите елементи:

1. В съответствие с т. 1.1. от общия подход запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР за първата година на четвъртия регулаторен период, са:

- размерът на технологичните разходи;
- експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;
- разходите за амортизации;
- стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества в размер на 7,04%.

2. Регулаторната база на активите е коригирана на 341 881 хил. лв., в т.ч. НОК – 16 652 хил. лв. в съответствие с т. 1.3. от общия подход.

3. В съответствие с т. 1.4. от общия подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z, на стойност (минус) -11 656 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left( \text{П}_{утв.} - \text{Е}_{прог.} * \frac{\text{ТР}_{одоб. \%}}{1 - \text{ТР}_{одоб. \%}} * \text{Ц}_{тр.} \right)_{t-1} - \left( \text{П}_{отч.} - \text{Е}_{отч.} * \frac{\text{ТР}_{одоб. \%}}{1 - \text{ТР}_{одоб. \%}} * \text{Ц}_{тр.} \right)_{t-1} \pm \text{Р}_{t-1}$$

–  $\text{П}_{утв.}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството са изчислени като среднопретеглена годишна стойност в зависимост от разпределената по месеци електрическа енергия в размер на 184 478 хил. лв., поради факта, че през ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. действа Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, в което са утвърдени НП в размер 184 343 хил. лв., изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, в което са утвърдени НП – 185 005 хил. лв.;

- $\text{П}_{отч.}$  – отчетени приходи в размер на 199 284 хил. лв.;
- $\text{Е}_{прог.}$  – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 225 826 хил. kWh;
- $\text{Е}_{отч.}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 655 441 хил.

kWh;

- $TP_{одоб.}$  – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 9%;
- $\Pi_{мр.}$  – утвърдената цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 86,27 лв./MWh. Посочената стойност представлява среднопретеглена годишна стойност в зависимост от разпределената по месеци електрическа енергия, поради факта, че през ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. действа Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, в което са утвърдени цена за задължения към обществото в размер на 35,77 лв./MWh и цени за мрежови услуги през електропреносната мрежа в размер на 8,45 лв./MWh, изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, в което са утвърдени цена за задължения към обществото в размер на 37,02 лв./MWh и цени за мрежови услуги през електропреносната мрежа в размер на 8,47 лв./MWh;

- $P_{t-2}$  – (минус) -516 хил. лв., изчислението на корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на  $Z_{t-1}$ , е представено в следващата таблица:

|    | Показатели                                                             | Общо          |
|----|------------------------------------------------------------------------|---------------|
| 1  | Количество пренесена енергия, MWh                                      | 4 870 517     |
| 2  | Утвърдено количество технологичен разход (9%), MWh                     | 481 699       |
| 3  | Приходи, отчет в хил. лв.                                              | 166 189       |
| 4  | Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.       | 36 435        |
| 5  | Утвърдено количество пренесена енергия, MWh                            | 4 790 341     |
| 6  | Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh                     | 473 770       |
| 7  | Приходи, утвърдени в хил. лв.                                          | 164 527       |
| 8  | Разходи за технологичен разход за количествата по т. 6, хил. лв.       | 35 835        |
| 9  | <b><math>Z_{t-1}</math> (р.7-р.8-р.3+р.4)</b>                          | <b>-1 063</b> |
| 10 | <b><math>Z_{t-1}</math> утвърден с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г.</b> | <b>-546</b>   |
| 11 | <b><math>P_{t-2}</math> (р.9-р.10)</b>                                 | <b>-516</b>   |

4. В съответствие с т. 1.5. от общия подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2015 г. и 2016 г. Изчисленията на размера на корекцията са представени в следващата таблица:

хил. лв.

|   |                                                                                                                                        | 2015 г. ( $I_1$ ) | 2016 г. ( $I_2$ ) | 2017 г. ( $I_3$ ) |
|---|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
|   |                                                                                                                                        | отчет             | отчет             | прогноза          |
| 1 | Инвестиции – общо                                                                                                                      | 17 654            | 23 524            | 68 553            |
| 2 | Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания                                                                                     | 2 156             | 2 613             | 508               |
| 3 | Нетна амортизация, Ап                                                                                                                  | 864               | 1 162             | 3 225             |
| 4 | Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)                                                                                         | 14 635            | 19 749            | 64 819            |
| 5 | Среден номинален размер на инвестициите $I = (2,5 * I_1 + 1,5 * I_2 + 0,5 * I_3) / 3$                                                  | 32 873            |                   |                   |
| 6 | Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.                             | 91 530            |                   |                   |
| 7 | Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 * A_1 + 1,5 * A_2 + 0,5 * A_3) / 3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3 | 1 838             |                   |                   |
| 8 | Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.                | 4 829             |                   |                   |
| 9 | Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*7,04%*2+(р.7-р.8)*2                                                                 | -14 240           |                   |                   |

В резултат на описаните корекции, цените, без ДДС, на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД са както следва:

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

Необходими годишни приходи за третата ценова година от четвъртия регулаторен период – 176 064 хил. лв. и пренесена електроенергия – 5 225 826 MWh.

### **„ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД**

Със заявление с вх. № Е-13-46-13 от 31.03.2017 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2017 г.

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

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството цени, считано от 01.07.2017 г., са обобщени в таблицата по-долу:

| <b>„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД</b>                                                                 |                                                                             |                                                                   |                  |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|------------------|
| <b>Показатели</b>                                                                               | <b>Утвърдени с<br/>Решение № Ц-7 от<br/>07.04.2017 г. цени,<br/>без ДДС</b> | <b>Предложени цени,<br/>без ДДС, считано от<br/>01.07.2017 г.</b> | <b>Изменение</b> |
|                                                                                                 | <b>лв./kWh</b>                                                              | <b>лв./kWh</b>                                                    | <b>%</b>         |
| <b>I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност - ниско напрежение</b> |                                                                             |                                                                   |                  |
| <b>1. Три скали</b>                                                                             |                                                                             |                                                                   |                  |
| в т.ч. - Върхова                                                                                | 0,19024                                                                     | 0,18970                                                           | <b>-0,28%</b>    |
| - Дневна                                                                                        | 0,12383                                                                     | 0,12407                                                           | <b>+0,19%</b>    |
| - Нощна                                                                                         | 0,06041                                                                     | 0,07059                                                           | <b>+16,85%</b>   |
| <b>2. Две скали</b>                                                                             |                                                                             |                                                                   |                  |
| в т.ч. - Дневна                                                                                 | 0,14522                                                                     | 0,15814                                                           | <b>+8,90%</b>    |
| - Нощна                                                                                         | 0,06642                                                                     | 0,07059                                                           | <b>+6,28%</b>    |
| <b>3. Една скала</b>                                                                            | <b>0,14652</b>                                                              | <b>0,13936</b>                                                    | <b>-4,89%</b>    |
| <b>II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение</b>                  |                                                                             |                                                                   |                  |
| <b>1. Две скали</b>                                                                             |                                                                             |                                                                   |                  |
| в т.ч. - Дневна                                                                                 | 0,13628                                                                     | 0,13771                                                           | <b>+1,05%</b>    |
| - Нощна                                                                                         | 0,05386                                                                     | 0,05867                                                           | <b>+8,93%</b>    |
| <b>2. Една скала</b>                                                                            | <b>0,13628</b>                                                              | <b>0,13771</b>                                                    | <b>+1,05%</b>    |

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

1. Разходи за закупуване на електрическа енергия – 335 811 хил. лв. при утвърдената с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на клиентите на крайния снабдител, в размер на 106,60 лв./MWh;
2. Разходи за балансиране – 12 286 хил. лв.;

3. Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, съгласно чл. 10, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ – 10 074 хил. лв.;

4. Количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти – 3 150 000 MWh;

5. Разходи за енергийна ефективност, свързани с ангажиментите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ – 8 550 хил. лв.;

6. Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 10 745 хил. лв.

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

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е представило становище с писмо с вх. № Е-13-46-23 от 08.06.2017 г.

1. Дружеството не е съгласно със запазването на размера на надценката за дейността крайно снабдяване на 2,29% от утвърдената средна покупна цена за енергия и посочва, че така определената надценка няма да е достатъчна да покрие реалните разходи за регулирана дейност на компанията с 3 640 хил. лв., дори без да се отчитат допълнителните разходи за несъбираеми вземания и енергийна ефективност. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД счита, че поради намаляването на количеството на продажбите в резултат на либерализацията на пазара, размерът на надценката в абсолютна стойност намалява значително и пропорционално на количествата, докато разходите на компанията за обслужване на клиенти се изменят почти незначително, тъй като те са пряко зависими от броя на обслужваните клиенти, а не от количествата. Според „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД надценката не осигурява и възвръщаемост за дружеството, което е нарушение на изискването на чл. 31, т. 4 от ЗЕ, съгласно което цените трябва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала. С оглед на горното дружеството настоява КЕВР да увеличи размера на надценката по чл. 10, ал. 2 и ал. 4 от НРЦЕЕ от 2,29% на 3% или от 7 766 хил. лв. на 10 174 хил. лв. при разходи за закупуване на електрическа енергия 339 120 хил. лв.

2. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД възразява срещу частичното признаване на заявените разходи за балансиране с аргумента, че дейността координатор на специална балансираща група се различава значително от тази на координаторите на стандартните балансиращи групи, от една страна поради настоящите пазарни условия на либерализация и голямата мигрираща клиентска маса от крайните снабдители, от друга – значително по-прогнозируемите и управляеми портфолия, които управляват търговците-координатори на свободен пазар. Предвид гореизложеното крайният снабдител счита, че разходите за балансиране следва да бъдат увеличени от 2,20 лв./MWh на 3,90 лв./MWh, като част от цените за снабдяване с електрическа енергия.

3. В постъпилото становище „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заявява за одобрение и включване в необходимите приходи разходи на дружеството за покриване на несъбираеми вземания в размер на 3% от одобрените от КЕВР приходи. Претенцията на дружеството е обоснована с аргумента, че крайните снабдители понасят целия риск от неплащане в регулирания сегмент, включително неплащането на цените за пренос и достъп на преносния оператор и на електроразпределителните дружества.

4. На основание чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД счита, че наложените на дружеството разходи за енергийна ефективност, свързани със задължения към обществото, също следва да бъдат признати, като в тази връзка се позовава на законовото си задължение в качеството на краен снабдител за постигане на индивидуална цел за енергийни спестявания, предвидено в Закона за енергийната ефективност.

Комисията счита, че възраженията на дружеството по т. 1, т. 2 и т. 4 са неоснователни предвид мотивите, изложени в общия подход за регулиране на електроразпределителните дружества и крайните снабдители.

Комисията счита възражението на дружеството по т. 3 за неоснователно. В тази връзка Комисията не може да приеме обосновано, че включването на разходи за

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

### III. Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на ценовото предложение на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и извършените корекции, при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, цените на дружеството са, както следва:

| „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД                                                                                                            |                                         |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|
| Показатели                                                                                                                          | Цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г. |
|                                                                                                                                     | лв./kWh                                 |
| <b>I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b> |                                         |
| <b>1. Три скали</b>                                                                                                                 |                                         |
| в т.ч. - Върхова                                                                                                                    | 0,17980                                 |
| - Дневна                                                                                                                            | 0,12412                                 |
| - Нощна                                                                                                                             | 0,07012                                 |
| <b>2. Две скали</b>                                                                                                                 |                                         |
| в т.ч. - Дневна                                                                                                                     | 0,14431                                 |
| - Нощна                                                                                                                             | 0,07012                                 |
| <b>3. Една скала</b>                                                                                                                | <b>0,14431</b>                          |
| <b>II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>  |                                         |
| <b>1. Две скали</b>                                                                                                                 |                                         |
| в т.ч. - Дневна                                                                                                                     | 0,13803                                 |
| - Нощна                                                                                                                             | 0,05528                                 |
| <b>2. Една скала</b>                                                                                                                | <b>0,13803</b>                          |

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;
- компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 353 986 хил. лв.

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

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00924 лв./kWh;
2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00800 лв./kWh;
3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна

мрежа на ниско напрежение – 0,03008 лв./kWh.

### **„ЕРП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД**

**I. „ЕРП Златни Пясъци“ АД не е подало заявление за утвърждаване на цени за достъп и за пренос на електрическата енергия през електроразпределителната мрежа, считано от 01.07.2017 г. В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай, че енергийното предприятие не е подало заявление, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими годишни приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.**

**II. Становище на „ЕРП Златни Пясъци“ АД по приетия от КЕВР доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

„ЕРП Златни Пясъци“ АД е представило становище с писмо с вх. № Е-13-09-17 от 08.06.2017 г.

Дружеството изразява своето несъгласие с общия подход, който Комисията прилага по отношение запазване на експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР за първата година на четвъртия регулаторен период. „ЕРП Златни Пясъци“ АД счита, че тези разходи трябва да бъдат актуализирани, тъй като са изчислявани преди 2 години и дружеството не би могло да предвиди всички фактори, които ще доведат до тяхната промяна. „ЕРП Златни Пясъци“ АД подчертава, че непризнаването на увеличените експлоатационни разходи в комбинация с корекциите, които Комисията налага за последната ценова година на регулаторния период за отклоненията между прогнозните и отчетените инвестиции, ще доведат до влошаване на финансовото състояние на дружеството и до ограничаване на възможностите му за адекватни ремонтни дейности и за осигуряване на сигурността и надеждността на електроснабдяването на клиентите.

Комисията приема за неоснователно възражението на дружеството, предвид изискванията на приложимия метод за ценово регулиране и изложеното по-горе в т. 1.1 от общия подход и в т. 3.1 от общите възражения на дружествата.

### **III. Ценообразуващи елементи**

С писма с вх. № Е-13-09-7 от 30.03.2017 г., вх. № Е-13-09-13 от 03.05.2017 г. и вх. № Е-13-09-14 от 12.05.2017 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за третата ценова година от четвъртия регулаторен период.

1. В съответствие с т. 1.1. от общия подход запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР за първата година на четвъртия регулаторен период, са:

- размерът на технологичните разходи;
- експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;
- разходите за амортизации;
- стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества в размер на 7,04%.

2. Регулаторната база на активите е коригирана на 3 219 хил. лв., в т.ч. НОК – 257 хил. лв. в съответствие с т. 1.3. от общия подход.

3. В съответствие с т. 1.4. от общия подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z, на стойност (минус) -281 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

–  $\text{Путв.}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството са изчислени като среднопретеглена годишна стойност в зависимост от разпределената по месеци електрическа енергия в размер на 2 729 хил. лв., поради факта, че през ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. действа Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, в което са утвърдени НП в размер 2 728 хил. лв., изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, в което са утвърдени НП – 2 732 хил. лв.;

–  $\text{Потч.}$  – отчетени приходи в размер на 3 010 хил. лв.;

–  $\text{Е}_{\text{прог.}}$  – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 65 398 хил. kWh;

–  $\text{Е}_{\text{отч.}}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 72 126 хил. kWh;

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

–  $\text{Ц}_{\text{тр.}}$  – утвърдената цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 86,37 лв./MWh. Посочената стойност представлява среднопретеглена годишна стойност в зависимост от разпределената по месеци електрическа енергия, поради факта, че през ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. действа Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, в което са утвърдени цена за задължения към обществото в размер на 35,77 лв./MWh и цени за мрежови услуги през електропреносната мрежа в размер на 8,45 лв./MWh, изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, в което са утвърдени цена за задължения към обществото в размер на 37,02 лв./MWh и цени за мрежови услуги през електропреносната мрежа в размер на 8,47 лв./MWh;

–  $\text{Р}_{t-2}$  – (минус) -31 хил. лв., изчислението на корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на  $Z_{t-1}$ , е представено в следващата таблица:

|    | Показатели                                                             | Общо       |
|----|------------------------------------------------------------------------|------------|
| 1  | Количество пренесена енергия, MWh                                      | 54 668     |
| 2  | Утвърдено количество технологичен разход (5%) , MWh                    | 2 877      |
| 3  | Приходи, отчет в хил. лв.                                              | 2 172      |
| 4  | Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.       | 218        |
| 5  | Утвърдено количество пренесена енергия, MWh                            | 56 199     |
| 6  | Утвърдено количество технологичен разход (5%), MWh                     | 2 958      |
| 7  | Приходи, утвърдени в хил. лв.                                          | 2 229      |
| 8  | Разходи за технологичен разход, за количествата по т. 6, хил. лв.      | 224        |
| 9  | <b><math>Z_{t-1}</math> (р.7-р.8-р.3+р.4)</b>                          | <b>50</b>  |
| 10 | <b><math>Z_{t-1}</math> утвърден с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г.</b> | <b>81</b>  |
| 11 | <b><math>\text{Р}_{t-2}</math> (р.9-р.10)</b>                          | <b>-31</b> |

5. В съответствие с т. 1.5. от общия подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2015 г. и 2016 г. Изчисленията на размера на корекцията са представени в следващата таблица:

хил. лв.

|   |                                                    | 2015 г. (И <sub>1</sub> ) | 2016 г. (И <sub>2</sub> ) | 2017 г. (И <sub>3</sub> ) |
|---|----------------------------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
|   |                                                    | отчет                     | отчет                     | прогноза                  |
| 1 | Инвестиции – общо                                  | 451                       | 249                       | 520                       |
| 2 | Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания | 355                       | 0                         | 175                       |
| 3 | Нетна амортизация, Ап                              | 8                         | 26                        | 47                        |
| 4 | Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)     | 88                        | 223                       | 298                       |

|   |                                                                                                                                        |      |
|---|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| 5 | Среден номинален размер на инвестициите<br>$I = (2,5 * I_1 + 1,5 * I_2 + 0,5 * I_3) / 3$                                               | 235  |
| 6 | Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.                             | 480  |
| 7 | Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 * A_1 + 1,5 * A_2 + 0,5 * A_3) / 3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3 | 27,5 |
| 8 | Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.                | 50   |
| 9 | Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ<br>$(p.5-p.6) * 7,04\% * 2 + (p.7-p.8) * 2$                                                   | -80  |

**В резултат на описаните корекции, цените, без ДДС, на „ЕРП Златни Пясъци“ АД са, както следва:**

- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00666 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02783 лв./kWh.

**Необходими годишни приходи за третата ценова година от четвъртия регулаторен период – 2 432 хил. лв. и пренесена електроенергия – 70 505 MWh.**

### **„ЕСП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ ООД**

**I. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД не е подало заявление за утвърждаване на цени за продажба на електрическа енергия, считано от 01.07.2017 г. В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай, че енергийното предприятие не е подало заявление или не е представило информацията по чл. 41 от НРЦЕЕ, Комисията може служебно да утвърди необходими годишни приходи и цени въз основа на данните, с които разполага.**

**II. В законоустановения срок не е постъпило становище от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД по приетия от КЕВР доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

#### **III. Ценообразуващи елементи**

С писмо с вх. № Е-13-77-4 от 29.03.2017 г. дружеството е представило информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.

В резултат на извършените корекции в описания единен подход и при отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, цените на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД са, както следва:

| <b>„ЕСП Златни Пясъци“ ООД</b>                                                                                                      |                                                |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|
| <b>Показатели</b>                                                                                                                   | <b>Цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.</b> |
|                                                                                                                                     | <b>лв./kWh</b>                                 |
| <b>I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b> |                                                |
| <b>1. Три скали</b>                                                                                                                 |                                                |
| в т.ч. - Върхова                                                                                                                    | 0,18992                                        |
| - Дневна                                                                                                                            | 0,10327                                        |
| - Нощна                                                                                                                             | 0,05057                                        |
| <b>2. Две скали</b>                                                                                                                 |                                                |



|                                                                                                                                    |                |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|
| в т.ч. - Дневна                                                                                                                    | 0,12923        |
| - Нощна                                                                                                                            | 0,05057        |
| <b>3. Една скала</b>                                                                                                               | <b>0,12923</b> |
| <b>II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b> |                |
| 1. Две скали                                                                                                                       |                |
| в т.ч. - Дневна                                                                                                                    | 0,13381        |
| - Нощна                                                                                                                            | 0,05737        |
| <b>2. Една скала</b>                                                                                                               | <b>-</b>       |

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;
- компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 2 473 хил. лв.

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

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00924 лв./kWh;
2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00666 лв./kWh;
3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02783лв./kWh.

| <b>ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2017 г.</b><br>(включващи цена за електрическа енергия, цена за мрежови услуги ВН, цена за мрежови услуги НН) |              |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| „ЧЕЗ Електро България“ АД                                                                                                                                                                      | 2,00%        |
| „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД                                                                                                                                                           | 1,70%        |
| „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД                                                                                                                                                                       | 0,41%        |
| „ЕСП Златни Пясъци“ ООД                                                                                                                                                                        | -4,47%       |
| <b>СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ</b>                                                                                                                                                              | <b>1,50%</b> |

#### Изказвания по т.5:

Докладва П. Младеновски. По доклада и проекта на решение са постъпили множество възражения след общественото обсъждане. Те са от АСЕП, АТЕБ, Българска ветроенергийна асоциация, „ДНЕС“, Светослав Спасов и Огнян Винаров. Отговорено е мотивирано на всички възражения. П. Младеновски допълни, че ще маркира само тези, които са приети за основателни. За основателно е прието възражението на АСЕП относно неотчитането при прогнозиране на потреблението в страната и съответно на необходимото количество за реализация на свободния пазар и за износ. Асоциацията предлага да се отчете динамиката от първите шест месеца на вътрешното потребление, неговият ръст и износът. Не трябва да се забравя, че особено през последния месец почасовите товари за износ се доближават до отчетените през 2013 г., когато е имало най-много изнесена електрическа енергия. Причината за ненадвишаването е спад в търсенето на електрическа енергия в Турция. Останалите товари достигат до около 1100 МВтч при 1200 – 1300 през 2013 г. и 2014 г., когато е абсолютният рекорд на изнесена електрическа енергия. Работната група счита това възражение за основателно и то е отчетено при изготвяне на прогнозата, която е увеличена с около 600 000 МВтч за следващия ценови период. По-голямата част от останалите възражения са на НЕК ЕАД и те не са приети. Частично е прието единствено възражението относно средната цена на ВЕИ производителите. При преизчислението на средната цена за ВЕИ производителите са взети предвид и гласуваните в предходните точки

решения за новите цени на ВЕИ, прогнозата за новите присъединявания и от получените приходи са извадени приходите от Методиката за зелена енергия и цената по чл. 72 от Правилата за търговия с електрическа енергия, която генерира приходи от изкупени по преференциална цена излишъци в деня на доставка. Прието е последно пристигналото възражение от ЕСО ЕАД относно нерегламентиране (както в предишното Решение № Ц-19) на начина на събиране на цената за достъп от производители с динамично променяща се генерация. В диспозитива на настоящето решение е включен и текст, който регламентира начина на заплащане и получаване на тази цена от ЕСО ЕАД. П. Младеновски допълни, че иска да направи изложение какво се е променило спрямо разгледания доклад. В резултат на изложената информация от г-н Червенкондев по време на общественото обсъждане и последвалата проверка относно разходите на Фонда по компенсиране на изплатените на бизнеса средства, които са свързани с предвидените отстъпки в наредбата на трите министерства, е направена корекция на прогнозата относно тези разходи. Въпреки че увеличените количества до известна степен нитират част от увеличението на цената за задължение към обществото, тя се увеличава с 5 стотинки спрямо предложената в доклада. В резултат на това се повишава и цената на обществения доставчик на 107, 71 лв. По веригата това се отразява на регулираните цени за крайните снабдителите, въпреки че влиянието е твърде малко и се отразява единствено на дружествата при които технологичният разход има по-голяма тежест в общото ниво на разходите. В този случай това се е отразило с 1 стотинка на цената за пренос на ЕСО ЕАД. При ЧЕЗ АД и „Електроразпределение ЮГ“ ЕАД няма промяна. Има лека промяна при „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД. Това са единствените промени спрямо приетите от Комисията доклад и проект на решение. П. Младеновски запита дали трябва да изчете целия диспозитив на решението.

И. Иванов отговори, че трябва да се изчете. Може да се пропусне кои са ценообразуващите елементи, но цените трябва да бъдат прочетени.

П. Младеновски прочете проекта на решение:

*На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8а във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 5, т. 6, т. 9, т. 10, т. 13 и т. 17, чл. 34, чл. 35 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 1 – 6 и т. 10 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия,*

## **КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

### **РЕШИ:**

*Утвърждава, считано от 01.07.2017 г.:*

*I. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, цена (без ДДС), по която продава електрическа енергия на обществения доставчик, в размер на 54,92 лв./MWh.*

*II. На „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД:*

*1. Цена (без ДДС), по която продава електрическа енергия на обществения доставчик по компоненти, както следва:*

*1.1. Цена за енергия – 46,85 лв./MWh.*

*1.2. Цена за разполагаемост – 28,23 лв./MWh.*

*2. Отказва компенсиране на разходи по реда на чл. 35 от Закона за енергетиката.*

*III. Отказва на „Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД:*

*1. Да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик;*

*2. Да компенсира разходи по реда на чл. 35 от Закона за енергетиката.*

*IV. На „Национална електрическа компания“ ЕАД:*

*1. Цена (без ДДС) на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 70,03 лв./MWh.*

*2. Цена за задължения към обществото (без ДДС), чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи,*

участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от Закона за енергетиката, в размер на 37,25 лв./MWh, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,10 лв./MWh.

3. Цена (без ДДС), по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава на крайните снабдители електрическа енергия за снабдяване на клиентите на регулирания пазар, в размер на 107,71 лв./MWh, в т.ч. компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ – 3,12 лв./MWh.

4. Цена (без ДДС), по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи, в размер на 70,46 лв./MWh, в т.ч. компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ – 3,12 лв./MWh.

V. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа (без ДДС) в размер на 1,09 лв./MWh.

2. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа (без ДДС) в размер на 8,15 лв./MWh.

3. Цена за достъп до електропреносната мрежа (без ДДС) за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 6,68 лв./MWh.

3.1. Производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежесмесечно цената по т. V.3 на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, за което последното не дължи плащане.

VI. За електроразпределителните дружества:

1. На „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, цени (без ДДС) за третата ценова година от четвъртия регулаторен период:

1.1. Цена за пренос през разпределителната мрежа на средно напрежение – 0,00923 лв./kWh;

1.2. Цена за пренос през разпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,03098 лв./kWh.;

1.3. Цена за достъп за небитови клиенти – 0,01745 лв./kW/ден;

1.4. Цена за достъп за битови клиенти – 0,00505 лв./kWh.

2. На „Електроразпределение ЮГ“ ЕАД, цени (без ДДС) за третата ценова година от четвъртия регулаторен период.

2.1. Цена за пренос през разпределителната мрежа на средно напрежение – 0,00823 лв./kWh;

2.2. Цена за пренос през разпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,03154 лв./kWh.;

2.3. Цена за достъп за небитови клиенти – 0,01651 лв./kW/ден;

2.4. Цена за достъп за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.

3. На „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, цени (без ДДС) за третата ценова година от четвъртия регулаторен период.

3.1. Цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение – 0,01036 лв./kWh;

3.2. Цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,03008 лв./kWh.;

3.3. Цена за достъп, която се дължи от всички крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, в размер на 0,00800 лв./kWh.

4. На „ЕРП Златни Пясъци“ АД, цени (без ДДС) за третата ценова година от

четвъртия регулаторен период.

4.1. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,02783 лв./kWh;

4.2. Цена за достъп (без ДДС), която се дължи от всички крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на „ЕРП Златни Пясъци“ АД, в размер на 0,00666 лв./kWh.

VII. За крайните снабдители:

1. На „ЧЕЗ Електро България“ АД

1.1. Цени (без ДДС), по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, както се представени при три скали, две скали, една скала за небитови клиенти и при две скали и една скала за битови клиенти.

2. На „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД

2.1. Цени (без ДДС), по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, както са изложени за продажбата на електрическа енергия на небитови клиенти на три, две и една скала. За продажбата а битови клиенти: при две скали и една скала.

3. На „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД

3.1. Цени (без ДДС), по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, както е изложени при три скали, две скали и една скала. За продажба на електрическа енергия на битови клиенти при две скали и една скала.

4. На „ЕСП Златни Пясъци“ ООД

4.1. Цени (без ДДС), по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение. В проекта на решение за небитови клиенти са представени при три скали, две скали и една скала. За битови клиенти са представени само при две скали.

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

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по проекта на решение.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8а във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 5, т. 6, т. 9, т. 10, т. 13 и т. 17, чл. 34, чл. 35 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 1 – 6 и т. 10 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия,

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

Утвърждава, считано от 01.07.2017 г.:

I. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, цена (без ДДС), по която продава електрическа енергия на обществения доставчик, в размер на 54,92 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- необходими годишни приходи – 799 216 хил. лв.;
- количества електрическа енергия – 14 533 316 MWh.

II. На „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД:

1. Цена (без ДДС), по която продава електрическа енергия на обществения доставчик по компоненти, както следва:

1.1. Цена за енергия – 46,85 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- необходими приходи за енергия – 340 404 хил. лв.;
- нетна електрическа енергия – 7 265 292 MWh.

1.2. Цена за разполагаемост – 28,23 лв./MW\*h, при следните ценообразуващи елементи:

- необходимими приходи за разполагаемост – 236 210 хил. лв.;
- разполагаемост на предоставената мощност – 8 367 410 MW\*h.

2. Отказва компенсирание на разходи по реда на чл. 35 от Закона за енергетиката.

III. Отказва на „Сентрал Хидроелектрик дьо Булгари“ ЕООД:

1. Да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик;

2. Да компенсира разходи по реда на чл. 35 от Закона за енергетиката.

IV. На „Национална електрическа компания“ ЕАД:

1. Цена (без ДДС) на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 70,03 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- необходимими годишни приходи – 230 101 хил. лв.;
- количества електрическа енергия – 3 285 713 MWh.

2. Цена за задължения към обществото (без ДДС), чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсирание на разходите по чл. 34 и чл. 35 от Закона за енергетиката, в размер на 37,25 лв./MWh, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,10 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- необходимими годишни приходи – 1 240 641 хил. лв.;
- количества електрическа енергия – 33 301 348 MWh.

3. Цена (без ДДС), по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава на крайните снабдители електрическа енергия за снабдяване на клиентите на регулирания пазар, в размер на 107,71 лв./MWh, в т.ч. компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ – 3,12 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- необходимими годишни приходи – 1 319 502 хил. лв.;
- количества електрическа енергия – 12 250 506 MWh.

4. Цена (без ДДС), по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи, в размер на 70,46 лв./MWh, в т.ч. компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ – 3,12 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- необходимими годишни приходи – 253 518 хил. лв.;
- количества електрическа енергия – 3 598 039 MWh.

V. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа (без ДДС) в размер на 1,09 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- необходимими годишни приходи – 43 580 хил. лв.;
- количества електрическа енергия за реализация на територията на страната и износ – 40 077 648 MW\*h.

2. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа (без ДДС) в размер на 8,15 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- необходимими годишни приходи – 326 475 хил. лв.;
- количества електрическа енергия за реализация на територията на страната и износ – 40 077 648 MWh.

3. Цена за достъп до електропреносната мрежа (без ДДС) за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия,

присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 6,68 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- необходими годишни приходи – 19 371 хил. лв.;
- количества електрическа енергия – 2 898 300 MWh.

3.1. Производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената по т. V.3 на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, за което последното не дължи плащане.

VI. За електроразпределителните дружества:

1. На „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, цени (без ДДС) за третата ценова година от четвъртия регулаторен период, при следните ценообразуващи елементи:

- корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия – (минус) –7 783 хил. лв.;
- корекция на основание чл. 38, ал. 4 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия – (минус) –3 212 хил. лв.;
- необходими годишни приходи – 290 168 хил. лв.;
- пренесена електрическа енергия – 9 321 712 MWh, както следва:

1.1. Цена за пренос през разпределителната мрежа на средно напрежение – 0,00923 лв./kWh;

1.2. Цена за пренос през разпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,03098 лв./kWh.;

1.3. Цена за достъп за небитови клиенти – 0,01745 лв./kW/ден;

1.4. Цена за достъп за битови клиенти – 0,00505 лв./kWh.

2. На „Електроразпределение ЮГ“ ЕАД, цени (без ДДС) за третата ценова година от четвъртия регулаторен период, при следните ценообразуващи елементи:

- корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия – (минус) –11 352 хил. лв.;
- корекция на основание чл. 38, ал. 4 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия – (минус) –9 704 хил. лв.;
- необходими годишни приходи – 258 171 хил. лв.;
- пренесена електрическа енергия – 8 134 295 MWh, както следва:

2.1. Цена за пренос през разпределителната мрежа на средно напрежение – 0,00823 лв./kWh;

2.2. Цена за пренос през разпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,03154 лв./kWh.;

2.3. Цена за достъп за небитови клиенти – 0,01651 лв./kW/ден;

2.4. Цена за достъп за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.

3. На „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, цени (без ДДС) за третата ценова година от четвъртия регулаторен период, при следните ценообразуващи елементи:

- корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия – (минус) –14 240 хил. лв.;
- корекция на основание чл. 38, ал. 4 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия – (минус) –11 656 хил. лв.;
- необходими годишни приходи – 176 064 хил. лв.;
- пренесена електрическа енергия – 5 225 826 MWh, както следва:

3.1. Цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение – 0,01036 лв./kWh;

3.2. Цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,03008 лв./kWh.;

3.3. Цена за достъп, която се дължи от всички крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, в размер на 0,00800 лв./

kWh.

4. На „ЕРП Златни Пясъци“ АД, цени (без ДДС) за третата ценова година от четвъртия регулаторен период, при следните ценообразуващи елементи:

- корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия – (минус) –80 хил. лв.;
- корекция на основание чл. 38, ал. 4 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия – (минус) –281 хил. лв.;
- необходими годишни приходи – 2 432 хил. лв.;
- пренесена електрическа енергия – 70 505 MWh, както следва:

4.1. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,02783 лв./kWh;

4.2. Цена за достъп, която се дължи от всички крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на „ЕРП Златни Пясъци“ АД, в размер на 0,00666 лв./kWh.

VII. За крайните снабдители:

1. На „ЧЕЗ Електро България“ АД

1.1. Цени (без ДДС), по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;
- компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 537 872 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 4 786 337 MWh.

| „ЧЕЗ Електро България“ АД                                                                                                                   |                                               |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| Показатели                                                                                                                                  | Цени, без ДДС,<br>считано от<br>01.07.2017 г. |
|                                                                                                                                             | лв./kWh                                       |
| <b>I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти,<br/>присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско<br/>напрежение</b> |                                               |
| <b>1. Три скали</b>                                                                                                                         |                                               |
| в т.ч. - Върхова                                                                                                                            | 0,17643                                       |
| - Дневна                                                                                                                                    | 0,11294                                       |
| - Нощна                                                                                                                                     | 0,07024                                       |
| <b>2. Две скали</b>                                                                                                                         |                                               |
| в т.ч. - Дневна                                                                                                                             | 0,14196                                       |
| - Нощна                                                                                                                                     | 0,07024                                       |
| <b>3. Една скала</b>                                                                                                                        | <b>0,14196</b>                                |
| <b>II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти,<br/>присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско<br/>напрежение</b>  |                                               |
| <b>1. Две скали</b>                                                                                                                         |                                               |
| в т.ч. - Дневна                                                                                                                             | 0,13205                                       |
| - Нощна                                                                                                                                     | 0,05696                                       |
| <b>2. Една скала</b>                                                                                                                        | <b>0,13205</b>                                |

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

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00924 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,03098 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01745 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00505 лв./kWh.

## 2. На „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД

2.1. Цени (без ДДС), по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;
- компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 482 316 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 4 291 964 MWh.

| „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД                                                                                                |                                         |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|
| Показатели                                                                                                                          | Цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г. |
|                                                                                                                                     | лв./kWh                                 |
| <b>I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b> |                                         |
| <b>1. Три скали</b>                                                                                                                 |                                         |
| в т.ч. - Върхова                                                                                                                    | 0,16856                                 |
| - Дневна                                                                                                                            | 0,11238                                 |
| - Нощна                                                                                                                             | 0,06488                                 |
| <b>2. Две скали</b>                                                                                                                 |                                         |
| в т.ч. - Дневна                                                                                                                     | 0,13094                                 |
| - Нощна                                                                                                                             | 0,06488                                 |
| <b>3. Една скала</b>                                                                                                                | <b>0,13094</b>                          |
| <b>II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>  |                                         |
| <b>1. Две скали</b>                                                                                                                 |                                         |
| в т.ч. - Дневна                                                                                                                     | 0,13094                                 |
| - Нощна                                                                                                                             | 0,05462                                 |
| <b>2. Една скала</b>                                                                                                                | <b>0,13094</b>                          |

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

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00924 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,03154 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01651 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.

## 3. На „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД

3.1. Цени (без ДДС), по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;



- компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 353 986 хил. лв;
- прогнозни количества електрическа енергия – 3 150 000 MWh.

| <b>„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД</b>                                                                                                     |                                                |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|
| <b>Показатели</b>                                                                                                                   | <b>Цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.</b> |
|                                                                                                                                     | <b>лв./kWh</b>                                 |
| <b>I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b> |                                                |
| <b>1. Три скали</b>                                                                                                                 |                                                |
| в т.ч. - Върхова                                                                                                                    | 0,17980                                        |
| - Дневна                                                                                                                            | 0,12412                                        |
| - Нощна                                                                                                                             | 0,07012                                        |
| <b>2. Две скали</b>                                                                                                                 |                                                |
| в т.ч. - Дневна                                                                                                                     | 0,14431                                        |
| - Нощна                                                                                                                             | 0,07012                                        |
| <b>3. Една скала</b>                                                                                                                | <b>0,14431</b>                                 |
| <b>II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b>  |                                                |
| <b>1. Две скали</b>                                                                                                                 |                                                |
| в т.ч. - Дневна                                                                                                                     | 0,13803                                        |
| - Нощна                                                                                                                             | 0,05528                                        |
| <b>2. Една скала</b>                                                                                                                | <b>0,13803</b>                                 |

3.2. Клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заплащат и за мрежови услуги следните цени (без ДДС):

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00924 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,03008 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00800 лв./kWh.

#### 4. На „ЕСП Златни Пясъци“ ООД

4.1. Цени (без ДДС), по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;
- компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 2 473 хил. лв;
- прогнозни количества електрическа енергия – 22 005 MWh.

| <b>„ЕСП Златни Пясъци“ ООД</b>                                                                                                      |                                                |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|
| <b>Показатели</b>                                                                                                                   | <b>Цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.</b> |
|                                                                                                                                     | <b>лв./kWh</b>                                 |
| <b>I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b> |                                                |
| <b>1. Три скали</b>                                                                                                                 |                                                |

| „ЕСП Златни Пясъци“ ООД                                                                                                            |                                               |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| Показатели                                                                                                                         | Цени, без ДДС,<br>считано от<br>01.07.2017 г. |
|                                                                                                                                    | лв./kWh                                       |
| в т.ч. - Върхова                                                                                                                   | 0,18992                                       |
| - Дневна                                                                                                                           | 0,10327                                       |
| - Нощна                                                                                                                            | 0,05057                                       |
| <b>2. Две скали</b>                                                                                                                |                                               |
| в т.ч. - Дневна                                                                                                                    | 0,12923                                       |
| - Нощна                                                                                                                            | 0,05057                                       |
| <b>3. Една скала</b>                                                                                                               | <b>0,12923</b>                                |
| <b>II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение</b> |                                               |
| <b>1. Две скали</b>                                                                                                                |                                               |
| в т.ч. - Дневна                                                                                                                    | 0,13381                                       |
| - Нощна                                                                                                                            | 0,05737                                       |
| <b>2. Една скала</b>                                                                                                               | -                                             |

4.2. Клиентите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД заплащат и за мрежови услуги следните цени (без ДДС):

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00924 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,02783 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00666 лв./kWh.

В заседанието по **точка пета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за“**, от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

#### РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

**По т.1** както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.07.2017 г.:

1. Цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдител на природен газ и на клиентите, присъединени към газопреносната мрежа, в размер на 370.21 лв./1000 nm<sup>3</sup> или 34.86 лв./MWh (без акциз и ДДС);

2. Цена, по която общественият доставчик продава природен газ на клиенти, присъединени към мрежа ниско налягане, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в размер на 377.93 лв./1000 nm<sup>3</sup> или 35.59 лв./MWh (без акциз и ДДС);

3. Цена, по която общественият доставчик продава природен газ на „Овергаз Мрежи“ АД, в качеството му на краен снабдител на природен газ, в размер на 374.45 лв./1000 nm<sup>3</sup> или 35.26 лв./MWh (без акциз и ДДС), в т.ч. компонента по чл. 17, ал. 15 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ в размер на 4.24 лв./1000 nm<sup>3</sup>.

3.1. Клиентите на „Овергаз Мрежи“ АД, в качеството му на краен снабдител на

природен газ, заплащат цени за продажба на природен газ от краен снабдител, в които не е включена компонента по т. 3 в размер на 4.24 лв./1000 m<sup>3</sup>.

4. Цени за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи.

II. До определяне на цени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, клиентите по т. I.1. и т. I.2. заплащат на „Булгаргаз“ ЕАД цена за пренос през газопреносната мрежа в размер на 19.73 лв./1000 m<sup>3</sup>. „Булгаргаз“ ЕАД превежда събраните суми на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

III. До определяне на цени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, клиентите по т. I.4. заплащат на крайните снабдители цена за пренос през газопреносната мрежа в размер на 19.73 лв./1000 m<sup>3</sup>. Крайните снабдители превеждат събраните суми на „Булгаргаз“ ЕАД, което от своя страна ги превежда на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

#### **По т.2 както следва:**

Определя, считано от 01.07.2017 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници.

#### **По т.3 както следва:**

Считано от 01.07.2017 г., утвърждава пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“.

#### **По т.4 както следва:**

1. Определя на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която производителят е длъжен да сключва сделки по регулирани цени с обществения доставчик, съответстваща на нетна електрическа енергия в размер на 3 100 527 MWh;

2. Определя на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която производителят е длъжен да сключва сделки по регулирани цени с обществения доставчик, съответстваща на нетна електрическа енергия в размер на 900 103 MWh;

3. Определя за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители – 12 250 506 MWh, от които:

- за „ЧЕЗ Електро България“ АД – 4 786 337 MWh;
- за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 291 964 MWh;
- за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 3 150 200 MWh;
- за „ЕСП Златни пясъци“ ООД – 22 005 MWh.

4. Определя за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. количества електрическа енергия, предназначени за покриване на технологичните разходи по преноса през електропреносната и електроразпределителните мрежи – 3 598 039 MWh, от които:

- за „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД – 888 700 MWh;
- за „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 1 214 866 MWh;
- за „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 803 192 MWh;
- за „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД – 647 881 MWh;
- за „ЕРП Златни пясъци“ АД – 3 300 MWh;
- за ДП „Национална компания железопътна инфраструктура“ – 40 100 MWh.

5. Процедурата за заявяване на количества електрическа енергия от обществения

доставчик към производителите за покриване на потреблението на крайните снабдители и процедурата за заявяване и коригиране на количества електрическа енергия от електропреносното и електроразпределителните дружества за покриване на технологичните разходи по преноса през електропреносната и електроразпределителните мрежи към обществения доставчик се осъществяват съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия. Определените по т. 1 и т. 2 разполагаемост и по т. 3 и т. 4 количества електрическа енергия се разпределят помесечно въз основа на сключени договори между обществения доставчик и съответното енергийно дружество.

**По т.5 както следва:**

Утвърждава, считано от 01.07.2017 г. цени на дружества в сектор „Електроенергетика“.

**Приложения:**

1. Решение на КЕВР № Ц-16/01.07.2017 г. относно утвърждаване на цени за III тримесечие на 2017 г., по които общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа.

2. Решение на КЕВР № Ц-17/01.07.2017 г. относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса

3. Решение на КЕВР № Ц-18/01.07.2017 г. относно утвърждаване на цени на топлинната енергия и определяне на цени на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбининирано производство на електрическа и топлинна енергия, на дружествата в сектор „Топлоенергетика“ от 01.07.2017 г.

4. Решение на КЕВР № ТЕ-027/01.07.2017 г. относно определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители

5. Решение на КЕВР № Ц-19/01.07.2017 г. относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2017 г.

**ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:**

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

.....  
(Р. Осман)

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ**

.....  
(А. Йорданов)

.....  
(В. Владимиров)

.....  
(Г. Златев)

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

.....  
(Е. Харитонова)

**Р. ТОТКОВА**

Протоколирал:

(Н. Косев - главен експерт)