РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ
Комисия за енергийно
и водно регулиране

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

ДОКЛАД
от
дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“ и дирекция „Правна“

Относно: утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 1, 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 обществения 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 и „цена за задължения към обществото“, съставляваща цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно за компенсиране на невъзстановяеми разходи, съответно на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото.

Според чл. 35, ал. 2, т. 3 и 3а от ЗЕ, които влизат в сила от 01.07.2018 г., за произтичащи от наложени задължения към обществото се приемат разходите от задължения за изкупуване на електрическа енергия на преференциални цени по чл. 162 от ЗЕ и по чл. 31 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ), както и разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW по ЗЕВИ.

Комисията определя на централи с обща инсталирана електрическа мощност 4 MW и над 4 MW премии за произведената електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин (чл. 33а от ЗЕ, който влиза в сила от 01.07.2018 г.). Комисията определя на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW премии, като разлика между определената до влизането в сила на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.) преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник – § 68, ал. 2 от Преходните и заключителни разпоредби (ПЗР) към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.

По силата на чл. 36б, ал. 1 от ЗЕ, която влиза в сила от 01.07.2018 г., фонд „Сигурност на енергийната система“ (ФСЕС, фонда) управлява средствата за покриване на разходите, извършени от обществения доставчик, произтичащи от задълженията му по чл. 93а и 94 от ЗЕ, както и на разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW по ЗЕВИ.

Във връзка с горното на 01.07.2018 г. следва да са налице всички предпоставки, въз основа на които ФСЕС да изпълнява задължението си по чл. 36б, ал. 1 от ЗЕ, а именно да събира и разпределя средствата, събрани чрез цената за задължения към обществото.

В контекста на чл. 33а от ЗЕ и § 68, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г. за целите на определянето на елемента на цената за задължения към обществото – премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи, с инсталирана мощност до 10 MW, от биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

Според чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи.

Предвид горното за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 68, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.

I. Прогнозна пазарна цена за регулаторния/ценовия период

Определянето на прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за ценовия/регулаторен период налага първо да бъде определена прогнозна пазарна цена за базов товар, въз основа на анализ на форуърдните сделки на националната и регионалните борси. След това следва да бъдат определени групови коефициенти, които да отразяват отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група производители, от независимия преносен оператор и от операторите на електроразпределителни мрежи на пазара ден напред за предходната календарна година.

За определяне на средногодишна пазарна цена за базов товар е извършен анализ на дългосрочните продукти, търгувани на платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) и цените за форуърдни продукти на румънската борса OPCOM[1] и унгарската борса HUPX[2] с отразени резултатите от годишните търгове за преносни способности (капацитети) на границите с Румъния и Сърбия

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

[1] https://www.opcom.ro
[2] https://www.hupx.hu

На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД[3] са проведени 5 търга с общо изтъргувано количество 2 029 600 MWh.

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

Видно от горната таблица, периодите на доставка леко се разминават с регулаторния/ценови период, но от данните за същите може да се направи извод относно очакваните от пазарните участници цени на пазара за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г., а именно в диапазона около 72 – 75 лв./MWh. Те в голяма степен са предопределени от цените на фючърсните сделки на HUDEX[4], които достигат нива от около 45 – 47 €/MWh, като за четвъртото тримесечие на 2018 г. и първото на 2019 г. превишават 50 €/MWh.

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

Ръстът на цените на унгарската борса е движен от повишаването на цените на фючърсите на EEX[5] (European Energy Exchange), които към настоящия момент бележат ръст с около 48% спрямо май 2017 г., достигайки 40 €/MWh. Основните причини за този скок са икономическият ръст в Европейския съюз, водещ до повишено търсене на електрическа енергия и оповестеното от президента на Съединените американски щати оттегляне на държавата от международното споразумение с Иран. Последното доведе до ръст в цените на фючърсите на петрола към ново най-високо ниво от ноември 2014-та година насам, което естествено се прехвърля и върху котировките на природния газ и електрическата енергия. Високите цени на емисиите CO_2 също влияят на цените на електрическата енергия на EEX, особено в месеците с по-високо търсене, когато производството от централи, различни от въглищните, не покрива потреблението.

Следва да се отбележи обаче, че въпреки наблюдавания ръст на цените на електрическата енергия на европейските борси, определящ фактор за нивата на регионалните цени до голяма степен са особеностите на климата в региона. Необичайните климатични условия, довели до голямо търсене през януари и февруари 2017 г. обусловиха значителен ръст на цените на енергията, което доведе до сериозни загуби на доставчиците, като в Румъния част от най-големите търговци обявиха фалит. Това до голяма степен предопредели поведението на доставчиците за четвъртото тримесечие на 2017 г. и първото такова на 2018 г., за които те се презапасяваха с електрическа енергия, което доведе до скок в цените на фючърсите за доставка през 2018 г. Меката зима и съответно по-ниското потребление през първото тримесечие на 2018 г. обаче доведоха до увеличено предлагане и срив на цените на спот пазарите. В тази връзка и предвид отдалечеността във времето на периода, за който се

[3] http://www.ibex.bg
[4] https://hudex.hu
[5] http://www.eex.com

изготвя прогнозата, не е възможно да се прогнозира с голяма точност, поради огромното влияние на климата върху цените на електрическата енергия. Например прохладно лято ще доведе до корекция надолу на цената за трето тримесечие, а оттам и на годишната, времето през зимата, което към настоящия момент е невъзможно да се прогнозира, оказва най-голямо влияние върху средната годишна цена, а дъждовна пролет, съчетана със снеготопене, обикновено води до много ниски цени през второ тримесечие, които също значително повлияват на среднопретеглената цена за годината. В тази връзка е целесъобразно при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се подходи по-консервативно, като се използват долните нива на фючърсните сделки.

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

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

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

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

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

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

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

За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи е обосновано да бъдат използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-18 от 05.02.2018 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2017 г. – 31.12.2017 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдители, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2017 година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните групи производители/оператори на мрежи. На базата на тази симулация са определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за 2017 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2017 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценови период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна средногодишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент.

Резултатите от горната симулация са, както следва:

1. Независим преносен оператор:

Извършена е симулация на участието на ЕСО ЕАД

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

2. Оператори на електроразпределителни мрежи:

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

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

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

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД (чрез ТЕЦ „София Изток“), „Топлофикация Русе“ ЕАД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	77,68 лв./MWh
3	Групов коефициент Kc (р.2/р.1)	1,00924
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**70,65 лв./MWh**

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

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджектс“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Аква Пауър Си Еф Карад Пи Ви Парк“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово) и „РЕС Технолъджи“ АД (ФЕЦ Златарица) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	86,84 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (р.2/р.1)	1,12832
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**78,98 лв./MWh**

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

Извършена е симулация на участието на „Еолика България“ ЕАД (ВяЕЦ Суворово), „Ей И Ес Гео Енерджи“ ООД (ВяЕЦ Свети Никола), „Калиакра Уинд Пауър“ АД (ВяЕЦ Калиакра), „ Хаос Инвест – 1“ ЕАД (ВяЕЦ Вранино) и „Ветроком“ ЕООД (ВяЕЦ „Ветроком“) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	73,74 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (р.2/р.1)	0,95803
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**67,06 лв./MWh**

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

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

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

7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:

Извършена е симулация на участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД

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

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

1. Независим преносен оператор – 73,13 лв./MWh;

2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 76,82 лв./MWh;

3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 70,65 лв./MWh;

4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 78,98 лв./MWh;

5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 67,06 лв./MWh;

6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 68,98 лв./MWh;

7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 69,87 лв./MWh.

II. ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цена или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, приходите от която цена от 01.07.2018 г. следва да се управляват от ФСЕС с оглед покриване на разходите на обществения доставчик по чл. 93а, чл. 94 от ЗЕ и премиите за производителите по чл. 162а от ЗЕ и § 68, ал. 1 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г. – чл. 36б от ЗЕ.

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

– разходи на ФСЕС за изплащане на премии по чл. 162а от ЗЕ и § 68, ал. 1 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.;

– разходи за компенсиране разходите на обществения доставчик, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които обществения доставчик ще изкупува електрическа енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ през новия ценови период;

– разходи за компенсиране на разходи за периода 01.07.2012 г. – 31.07.2013 г. на обществения доставчик от Методика за компенсиране на разходите на обществения доставчик и крайните снабдители, произтичащи от наложени им към обществото задължения за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени от възобновяеми енергийни източници и високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, приета с решение по Протокол № 117 от 16.07.2012 г. на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (Методиката от 2012 г.);

– разходи за компенсиране на ФСЕС във връзка с Наредба № Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г. за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници (ННТРЕВИ);

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

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

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

Приходите на фонда са оценени на 660 542 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 410 051 хил. лв., като са взети предвид прогнозните по-високи нетни количества квоти за емисии на парникови газове спрямо 2017 г., които Р България ще реализира на Европейската енергийна борса (ЕЕХ) и трендът на повишение на цените на квотите.

Въз основа на прогнозата за следващия ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с производството на електрическа енергия, приходите във фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 253 022 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 съгласно изискването на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

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

Разпределение на приходите във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“		
		хил. лв.
1	Компенсация на разходи на ОД от Методиката от 2012 г. за периода 01.07.2012 – 31.07.2013 г.	79 530
2	Компенсация на обществения доставчик за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ	54 542
3	Компенсация на обществения доставчик по ННТРЕВИ във връзка с намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници за предходни регулаторни периоди	4 491
4	Компенсация за предвидените по ННТРЕВИ във връзка с намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници	114 966
5	Компенсация във връзка с намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от производители с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия след влизане в сила на измененията и допълненията на ННТРЕВИ	33 850
6	Средства от фонда за намаляване на цената за задължения към обществото	373 163

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

По отношение на останалите разходи, предявени от обществения доставчик за възстановяване, след допълнителен анализ и проверка, в която да се установи техният реален размер, както и каква част от тях следва да бъдат класифицирани реално като тарифен дефицит, следва да се изготви дългосрочен механизъм, чрез който тези некомпенсирани средства да бъдат възстановени на дружеството от ФСЕС през следващи ценови периоди при спазване на принципите, заложени 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 снабдители и на операторите на електропреносни и електроразпределителни мрежи, свързани с осъществяването на услуги от обществен интерес.

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

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

Разходи, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото				
		Количество електрическа енергия	Разходи за електрическа енергия по преференциална цена	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик
		MWh	хил.лв.	хил.лв.
1	ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1“	3 156 500	562 101	341 146
2	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	4 593 886	528 742	207 170
3	ВЕИ	3 525 255	1 050 010	796 691
4	Централи с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	2 995 550	446 199	234 563
5	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ за намаляване на цената за задължения към обществото			-373 163
6	**Некомпенсирани разходи на обществения доставчик, които следва да се покрият от приходите от цена за задължения към обществото**			1 206 408

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

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

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

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

		Количества	Разходи по преференциална цена	Прогнозна пазарна цена	Средства за компенсиране	Компонента от цената
		MWh	хил. лв.	лв./MWh	хил. лв.	лв./MWh
I	**ВЕКП**	**2 995 550**	**446 199**	**70,65**	**234 563**	**7,00**
1	ФСЕС	2 851 597	422 651	70,65	221 186	6,60
2	НЕК ЕАД	143 953	23 548	70,65	13 377	0,40

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

Формиране на цена за задължения към обществото				
		Потребление на вътрешен пазар, MWh	Разходи за компенсиране, хил.лв.	Компонента от цената, лв./MWh
1	**ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1“**	**33 501 348**	**341 146**	**10,18**
1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	-	-
1.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	341 146	10,18
2	**ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“**	**33 501 348**	**207 170**	**6,18**
2.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	-	-
2.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	207 170	6,18
3	**ВЕИ**	**33 501 348**	**796 691**	**23,78**
3.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	416 041	12,42
3.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	380 650	11,36
4	**Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия**	**33 501 348**	**234 563**	**7,00**
4.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	221 186	6,60
4.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	13 377	0,40
5	**Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“**	**33 501 348**	**-373 163**	**- 11,14**
6	**ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО**	**33 501 348**	**2 924 578**	**36,01**

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

За лицата, попадащи в обхвата на ННТРЕВИ, цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ е представена по-долу по групи предприятия в съответствие с условията на посочената наредба.

Въз основа на изложеното по-горе цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, е 36,01 лв./MWh, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,78 лв./MWh.

Предвид гореизложеното, следва да бъде утвърдена цената за задължения към обществото, приходите от която се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, в размер на 36,01 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите

за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,78 лв./MWh и компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 7,00 лв./MWh. Цената за задължения към обществото се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, крайните снабдители, електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

III. ПРОИЗВОДИТЕЛИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

При утвърждаване на цените на енергийните предприятия, получили лицензия за дейностите „производство на електрическа енергия“ Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, Наредбата) извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка в КЕВР са постъпили заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия от следните производители: заявление с вх. № Е-14-24-3 от 02.04.2018 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление вх. № Е-13-12-6 от 29.03.2018 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-5 от 30.03.2018 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-34-3 от 30.03.2018 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД, заявление вх. № Е-13-15-2 от 29.03.2018 г. от „ТЕЦ Варна“ ЕАД и заявление с вх. № Е-13-01-21 от 30.03.2018 г. от НЕК ЕАД относно водноелектрическите централи (ВЕЦ), собственост на дружеството.

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

1. „АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД

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

С Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 54,92 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 799 216 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 533 316 MWh.

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

– Променливи разходи – 229 332 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 137 901 хил. лв.; консумативи – 1 650 хил. лв.; други променливи разходи – 1 717 хил. лв., в т.ч. такса

услуга водоползване – 1 600 хил. лв.; вноски за фонд „РАО“ и за фонд „ИЕ ЯС“ – 88 064 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 538 667 хил. лв., в т.ч.: разходи за заплати – 118 685 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 33 924 хил. лв.; социални разходи – 19 643 хил. лв.; разходи за амортизации – 194 081 хил. лв.; разходи за ремонт – 76 715 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 95 620 хил. лв.;
– Възвръщаемост – 70 705 хил. лв.;
– Нетна електрическа енергия – 14 863 224 MWh;
– Разполагаемост на предоставената мощност – 15 706 227 MW*h.

Ценообразуващите елементи са определени от дружеството при следните допускания:

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

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

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

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

– прогнозните производствено-технически показатели са определени на базата на следните обективни фактори: проектни характеристики на производствените мощности, с отчитане на въздействието на характерните за площадката климатични условия върху изходната електрическа мощност; проектни, лицензионни и нормативни изисквания за осигуряване на безопасността на ядрените съоръжения; оптимално натоварване на производствените мощности с отчитане на спецификата на експлоатация на ядрените енергийни блокове: работа в базов режим (постоянен месечен товар за целия период на планирана 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 ядрените енергийни блокове са определени с отчитане на спецификата на електропроизводството от ядрено гориво;

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

преустановени дейности. Взети са предвид разходи, произтичащи от функционирането на балансиращия пазар;

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

– разходите за амортизации са завишени с 10 231 хил. лв. спрямо 2017 г. в резултат на въведени през 2017 г. дълготрайни активи на стойност 80 802 хил. лв. Дружеството обосновава изпълнението на мероприятията по инвестиционната програма, като една от предпоставките за гарантиране на надеждна и безопасна експлоатация на централата, като сигурен източник на енергия;

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

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

– ядреното гориво е на стойност 137 901 хил. лв., като разходите за осигуряването му не са обвързани с и съответно не са определени на база специфичен разход на условно гориво, поради неприложимостта му за технологията на електропроизводство от ядрено гориво. Реално измеримият показател за икономическа ефективност на атомната централа е горивната компонента, отразяваща разходите за свежо ядрено гориво за производството на единица електрическа енергия;

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

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

1.2. Ценообразуващи елементи

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

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

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

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

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

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

– Необходимият оборотен капитал е коригиран от 250 523 хил. лв. на 69 149 хил. лв., тъй като според чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ в случай, че дружеството не е обосновало стойността на оборотния капитал, то неговата стойност се определя като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. Във връзка с гореописаните корекции ценообразуващите елементи на пълната цена за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД са следните:

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

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

2. „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

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

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

– цена за енергия – 46,85 лв./MWh, без ДДС;

– цена за разполагаемост – 28,23 лв./MW*h, без ДДС.

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

– цена за енергия – 61,14 лв./MWh, без ДДС;

– цена за разполагаемост – 30,20 лв./MW*h, без ДДС;

– пълна цена за електрическа енергия – 98,75 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 491 796 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 270 959 хил. лв., консумативи – 19 069 хил. лв., други променливи разходи – 201 768 хил. лв. (такса услуга водоползване – 290 хил. лв., енергия за производствени нужди – 850 хил. лв., депониране на пепелина – 4 188 хил. лв., разходи за закупени емисии CO_2 – 196 440 хил. лв.);

– Нетна електрическа енергия – 8 043 340 MWh;

– Условно-постоянни разходи – 205 859 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 53 512 хил. лв.;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 8 005 747 MW*h.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 8 043 340 MWh нетна електрическа енергия. Общата

стойност на променливите разходи възлиза на 491 796 хил. лв., като дружеството включва горива за производство: местни въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД, мазут и природен газ, разходи за закупени CO_2 квоти, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи, като услуга водоподаване, енергия за собствени нужди и депониране на пепелина.

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

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

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

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

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

Към 31 декември 2017 г. дружеството е отчело провизии за недостиг на квоти за емисии на парникови газове в размер на 9 929 618 t/CO_2 на стойност 196 440 хил. лв. Количеството недостиг представлява разликата между реално емитираните и верифицирани количества и безвъзмездно предоставените по НПИ и останалите налични по сметката на дружеството в националния регистър към 09.03.2017 г. закупени количества квоти за 2017 г. Във връзка с взето решение от едноличния собственик на капитала на дружеството, БЕХ ЕАД е закупило и в последствие ще продаде на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД квоти за парникови газове, необходими за покриване на задължението към Националния регистър за 2017 г. Стойността на провизиите е изчислена в съответствие с постигнатите от БЕХ ЕАД покупни цени на квотите до датата на съставяне на отчета и прогноза до окончателното закупуване на остатъка от необходимите количества.

Условно–постоянните разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД включват пет основни подгрупи: разходи за заплати, разходи, свързани с осигурителното законодателство, разходи за амортизации, разходи за ремонти и разходи, пряко свързани с дейността по лицензията. Общата стойност на планираните постоянни разходи за новия ценови период възлиза на 242 501 хил. лв. Детайлна информация относно планираните стойности по отделните групи разходи е представена в по-долу. През новия ценови период производствената програма на

„ТЕЦ Марица изток“ ЕАД е разработена при спазване на нормативните изисквания за осигуряване на необходимото време за извършване на текущи планови ремонти. Разполагаемата мощност, която „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД планира да реализира за производството на електрическа енергия, студен резерв и допълнителни услуги към ЕСО ЕАД, възлиза на 10 017 386 MWh. Разпределението на разполагаемостта по отделни продукти, реализирани по регулирани и свободно договорени цени, е както следва:

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

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

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

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

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

Изчислената от дружеството регулаторна база на активите възлиза на 1 410 777 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал в размер на 62 824 хил. лв. Използваната норма на възвръщаемост на собствения капитал $НВ_{ск}$ за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 3%. Тази стойност участва при формирането на среднопретеглената норма на възвръщаемост, която при съществуващата капиталова структура възлиза на 4,25% и остава непроменена спрямо текущия ценови период.

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

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

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

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

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

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

5.10.	Наеми	хил. лв.	63	23
5.11.	Проверка на уреди/услуги тек. поддържане/	хил. лв.	205	76
5.12.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	707	263
5.13.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	389	145
5.14.	Такси лиценз	хил. лв.	347	129
5.15.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	5 649	2 101
5.16.	Охрана на труда	хил. лв.	251	93
5.17.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	2 725	1 013
5.18.	Командировки	хил. лв.	79	29
5.19.	Съдебни разходи	хил. лв.	2 341	871

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

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

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

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА	Отчетени постоянни разходи за 2017 г.	Разходи, заявени за компенсиране по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ за 2017 г.
1	2	3	4	5
I	**УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ**	**хил. лв.**	**238 497**	**85 974**
1	**Разходи за заплати (възнаграждения)**	**хил. лв.**	**68 531**	**24 704**
2	**Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство**	**хил. лв.**	**31 750**	**11 445**
2.1	осигурителни вноски	хил. лв.	19 640	7 080
2.2	социални разходи	хил. лв.	12 110	4 365
3	**Разходи за амортизации**	**хил. лв.**	**95 047**	**34 263**
4	**Разходи за ремонт**	**хил. лв.**	**18 648**	**6 722**
4.1	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	8 735	3 149
4.2	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.	0	0
4.3	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	9 913	3 573
5	**Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията**	**хил. лв.**	**24 521**	**8 839**
5.1.	Горива за автотранспорт	хил. лв.	1 119	403
5.2.	Работно облекло	хил. лв.	382	138
5.3.	Канцеларски материали	хил. лв.	38	14
5.4.	Материали за текущо поддържане	хил. лв.	1 548	558
5.5.	Застраховки	хил. лв.	5 021	1 810
5.6.	Местни данъци и такси, акциз	хил. лв.	1 510	544
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв.	81	29
5.8.	Абонаментно поддържане	хил. лв.	390	141
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв.	3 290	1 186
5.10.	Наеми	хил. лв.	93	34
5.11.	Проверка на уреди/услуги тек. поддържане/	хил. лв.	251	90
5.12.	Съдебни разходи	хил. лв.	73	26
5.13.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	736	265
5.14.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	480	173
5.15.	Такси лиценз	хил. лв.	319	115
5.16.	Такси организиран борсов пазар	хил. лв.	256	92
5.17.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	5 490	1 979
5.18.	Охрана на труда	хил. лв.	379	137
5.19.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	2 984	1 076
5.20	Командировки	хил. лв.	81	29

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

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

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА	Прогнозна стойност на постоянните разходи за 01.07.2018-30.06.2019	Разходи, подлежащи на компенсиране по чл. 35 от ЗЕ
1	2	3	5	6
I	**УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ**	**хил. лв.**	**242 501**	**91 941**
1	**Разходи за заплати (възнаграждения)**	**хил. лв.**	**67 433**	**25 566**
2	**Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство**	**хил. лв.**	**29 406**	**11 149**
2.1	осигурителни вноски	хил. лв.	19 368	7 343
2.2	социални разходи	хил. лв.	10 038	3 806
3	**Разходи за амортизации**	**хил. лв.**	**94 791**	**35 939**
4	**Разходи за ремонт**	**хил. лв.**	**27 812**	**10 545**
4.1	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	12 515	4 745
4.2	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.		
4.3	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	15 297	5 800
5	**Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията**	**хил. лв.**	**23 059**	**8 742**
5.1.	Горива за автотранспорт	хил. лв.	1 180	447
5.2.	Работно облекло	хил. лв.	200	76
5.3.	Канцеларски материали	хил. лв.	38	14
5.4.	Материали за текущо поддържане	хил. лв.	1 460	554
5.5.	Застраховки	хил. лв.	4 923	1 866
5.6.	Местни данъци и такси, акциз	хил. лв.	1 501	569
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв.	78	30
5.8.	Абонаментно поддържане	хил. лв.	370	140
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв.	3 100	1 175
5.10.	Наеми	хил. лв.	79	30
5.11.	Проверка на уреди/услуги тек. поддържане/	хил. лв.	225	85
5.12.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	531	201
5.13.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	399	151
5.14.	Такси лиценз	хил. лв.	336	127
5.15.	Такси организиран борсов пазар БНЕБ	хил. лв.	445	169
5.16.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	4 945	1 875
5.17.	Охрана на труда	хил. лв.	290	110
5.18.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	2 880	1 092
5.19.	Командировки	хил. лв.	79	30

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

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

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

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

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

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

2.2. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, променливите разходи на дружеството са коригирани от 491 796 хил. лв. на 358 027 хил. лв., като разходите за гориво за разпалване, разходите за варовик и тези за депониране на пепелина са коригирани до отчетените такива през базисната 2017 г. Разходите за основно гориво са коригирани от 266 186 хил. лв. на 262 986 хил. лв. в съответствие с планираното производство на нетна електрическа енергия и отчетената разходна норма на централата. Прогнозните разходи за закупуване на CO_2 квоти, предложени от дружеството в размер на 196 440 хил. лв., са коригирани на 73 999 хил. лв., отразяващи отчетените за 2017 г. такива.

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

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

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

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, са както следва:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	8 043 340	8 043 340
2	Променливи разходи	хил.лв.	491 796	363 156
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	242 501	213 537
4	Възвръщаемост	хил.лв.	59 994	42 542
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	794 291	619 234
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	98,75	76,99

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

Установяването на критичните инфраструктури се осъществява по правилата на Наредбата за реда, начина и компетентните органи за установяване на критичните инфраструктури и обектите им и оценка на риска за тях (НРНКОУРИООР, обн. ДВ, бр. 81 от 2012 г.). Наредбата е приложима за сектор „Енергетика“ – чл. 2, ал. 1 от НРНКОУРИООР. Според § 2 от Преходните и заключителни разпоредби на НРНКОУРИООР стратегическите обекти и дейности от значение за националната сигурност, определени в списъка-приложение към ПМС № 181, обн., ДВ, бр. 59 от 2009 г., се приемат за установени критични

инфраструктури. По силата на чл. 1, ал. 1 от ПМС № 181 във връзка с т. V.2.3. от списъка – приложение към ПМС № 181, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е стратегически обект от значение за националната сигурност, както и установена критична инфраструктура в сектор „Енергетика“. В тази връзка има задължения, произтичащи от План за възстановяване, който се отнася за случаите на пълно разпадане на ЕЕС след тежки аварии. Съгласно чл. 131, ал. 1 от Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС) Планът за възстановяване се изготвя от оператора на електропреносната мрежа.

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

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

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

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

3. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ ЕАД

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

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

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

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 180 841 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 113 183 хил. лв.; гориво за разпалване (мазут) – 1 998 хил. лв.; консумативи – 65 660 хил. лв., от които разходи за закупени емисии CO_2 – 49 590 хил. лв.;
– Условно-постоянни разходи – 39 830 хил. лв.;
– Възвръщаемост – 16 336 хил. лв.;
– Разполагаемост на предоставената мощност – 3 955 116 MW*h;
– Нетна електрическа енергия – 1 959 000 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложени параметри:
– произведена електрическа енергия бруто – 2 238 000 MWh;
– собствени нужди – 12,47%;
– нетна електрическа енергия – 1 959 000 MWh.;
– брутен специфичен разход условно гориво – 385,49 г.у.г./kWh.;
– нетен специфичен разход условно гориво – 440,39 г.у.г/kWh.;
– разход на мазут – 2 700 тона.

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

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

Цената за разполагаема мощност „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД обосновава при заложени параметри:
– Разполагаеми три блока;
– Времетраене на съгласуваните периоди за ремонт на блок – 182 дни;
– Времетраене на несъгласувани по време престои за поддръжка – 5%;

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

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

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

3.2. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, променливите разходи на дружеството са коригирани от 180 841 хил. лв. на 157 445 хил. лв., като разходите за материали и разходите за вода за производствени нужди са коригирани до отчетеното през 2017 г. ниво, а разходите по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ не са признати предвид разпоредбата на чл.

36е, ал. 4 от ЗЕ, съгласно която за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за вноски по ал. 1. Извършена е корекция на разходите за закупени емисии CO_2 от 49 590 хил. лв. на 31 879 хил. лв., като количеството емитирани емисии е намалено с отчетените такива по Националния план за инвестиции и остойностено по прогнозна цена от 9 €/тон.

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

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

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

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

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

4. „ТЕЦ МАРИЦА 3“ АД

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

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

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

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 51 333 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 33 452 хил. лв.; консумативи – 430 хил. лв.; други променливи разходи – 2 292 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 33 хил. лв., закупена електрическа енергия – 2 009 хил. лв., разходи за поддръжка – 250 хил. лв.; разходи за закупени емисии CO_2 – 13 798 хил. лв.; разходи за абсорбент – 1 361 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 13 736 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 908,70 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 761 520 MW*h;
- Нетна електрическа енергия – 420 000 MWh.

Производствената програма на „ТЕЦ Марица 3“ АД за новия ценови период предвижда производството на 420 000 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност

на променливите разходи възлиза на 51 333 хил. лв., като в нея дружеството включва горива за производство: местни въглища от 788 759 т., природен газ, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: енергия за собствени нужди, депониране на пепелина и разходи за закупени CO_2 емисии. Допълнителна информация за отделните групи променливи разходи, е посочена както следва:

– основното гориво, използвано в „ТЕЦ Марица 3" АД, са въглища от „Марица Енерджи" ЕООД. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 32 946 хил. лв. при действаща средна цена от 161,26 лв./тУГ. Очаква се специфичният разход на условно гориво за бруто произведена електроенергия да е 440,1 гр./kWh.

– разходите за газ за разпалване са на обща стойност 506 хил. лв. По-високите разходи за газ се дължат на прогнозираното по-голямо производство и увеличаване (поради диспечиране) на циклите пуск/стоп за централата. Очакваният разход на природен газ за целия период е около 1 300 х.нм^3.

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

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

Планираните разходи за амортизации за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. са по-високи спрямо отчетените през 2017 г., като прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „ТЕЦ Марица 3" АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. Дружеството посочва, че в периода 2011 г. – 2017 г. е реализирало значителни инвестиции, необходими за възстановяване и модернизиране на остарели производствени мощности и изграждане на екологични съоръжения (сероочистващи инсталации на блок 3), редица ремонти на блок 120 MW, което е довело до увеличаване на стойността на дълготрайните материални активи, респективно на разходите за амортизации.

„ТЕЦ Марица 3" АД планира ремонтна програма за 2018 г. на стойност 5 988 хил. лв. Дружеството обосновава завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2017 г., с планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение.

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

Дружеството посочва, че в съответствие с „Указания за образуване на цените при производство на електрическа енергия при прилагане на метода за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала", в регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв. Изчислената регулаторна база на активите, посочена в заявлението, възлиза на 7 839 хил. лв.

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

4.2. Ценообразуващи елементи

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

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

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	420 000	420 000
2	Променливи разходи	хил.лв.	51 333	51 333
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	13 736	13 736
4	Възвръщаемост	хил.лв.	909	527
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	65 978	65 596
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	157,09	156,18

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

5. „ТЕЦ ВАРНА“ ЕАД

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

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

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

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 283 925 хил. лв., в т.ч.: основно гориво за производство – 251 629 хил. лв.; консумативи – 181 хил. лв.; други променливи разходи – 28 687 хил. лв.; CO_2 емисии – 26 950 хил. лв.; закупена електрическа енергия за собствени нужди – 3 427 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 76 828 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 28 748 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 4 173 670 MW*h;
- Нетна електрическа енергия – 1 996 240 MWh.

През предстоящия регулаторен период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. „ТЕЦ Варна“ ЕАД прогнозира да реализира брутно производство на електрическа енергия в размер на 2 153 440 MWh, в т.ч 1 022 740 MWh за второ полугодие на 2018 г. и 1 130 700 MWh за първо

полугодие на 2019 г. Определените прогнозни стойности за производство за периода дружеството базира на следните параметри:

– през периода се планира да бъдат извършени ремонтни дейности на блок № 4 от 01.07.2018 г. до 31.10.2018 г. От 1 април до 30 юни 2019 г. ще бъдат извършени ремонтни дейности на блок № 6, като блок № 5 ще работи през целия период;

– планиран брутен товар на работещ блок 185 MWh;

– разполагаемост на предоставената мощност 94% (аварийност 6%);

– през периода дружеството очаква да предостави на ЕСО ЕАД един блок за студен резерв;

– дружеството планира да участва на регулиран пазар с два блока – с един блок целогодишно, а с втория от 1 ноември 2018 г. до 31 март 2019 г.;

– прогнозен разход на електрическа енергия за собствени нужди – 7,3%.

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

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

Специфичен разход на условно гориво за 1 MWh брутна електрическа енергия

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

Дружеството посочва, че използва електрическата енергия за собствени нужди от два източника – от трансформаторите на енергийните блокове и от трансформатори, захранвани от ЕСО ЕАД, като „ТЕЦ Варна“ ЕАД купува тази електрическа енергия като клиент на свободния пазар. Дружеството е отчело, че за периода на 72-часовите проби собствените

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

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

При формиране цената на електрическата енергия, за регулаторния период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. дружеството предвижда да бъдат емитирани и закупени 1 248 134 т. CO_2 емисии. Изчисленията се базират на прогнозираното брутно производство на електроенергия за същия период в размер на 2 153 440 MWh.

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

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

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

5.2. Ценообразуващи елементи

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Варна“ ЕАД, се установи, че през 2017 г. централата не е функционирала и липсват обективни отчетни данни за базисната година, в резултат на което не е възможно да се извърши пълен анализ на предлаганите от дружеството стойности на отделните групи разходи. От представените отчетни данни за 2013 г. не е възможно да се оценят обективно предлаганите стойности на променливите разходи, в т.ч. и предлаганата разходна норма, тъй като централата до момента е използвала за основно гориво високо калорични антрацитни въглища, а от края на 2017 г. използва природен газ. В тази връзка предложените от дружеството разходна норма и размер на собствените нужди, базирани на резултатите от 72-часовите проби, съответно разходите за основно гориво са приети без корекции. Коригирани са разходите за CO_2 емисии от 28 687 хил. лв. на 21 970 хил. лв., като емитираните 1 248 134 т. CO_2 емисии са остойностени по цена от 9 €/тон.

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

- разходите за рекултивация на сгуроотвал Беглик чаир за периода 2015 г. – 2017 г. в размер на 12 283 хил. лв. не са признати, тъй като представляват неприсъщ текущ разход за новия регулаторен период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., в съответствие с издаденото ново комплексно разрешително на централата;
- разходите за ремонтни дейности са коригирани до отчетеното ниво на разхода през базисната година, тъй като представените в обосновката на дружеството дейности, за които се планира да бъдат разходвани, предполагат допълнителните разходи да се класифицират като инвестиционни, а не ремонтни;

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

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

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

6. „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

– НЕК ЕАД включва в цената на ВЕЦ и разходи за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 31 066 хил. лв. Дружеството аргументира тези разходи с факта, че в условията на балансиращ пазар НЕК ЕАД като обществен доставчик и координатор на виртуална балансираща група е длъжен да подава към ЕСО ЕАД балансиран график на покупките и продажбите в Д-1, т.е. в деня на търговската сделка. Заявките за

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

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

6.2. Ценообразуващи елементи на 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 2017 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

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

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

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

– Разходите за закупена електрическа енергия от ПАВЕЦ са коригирани от 31 066 хил. лв. на 15 760 хил. лв. Следва да се има предвид, че съгласно последните изменения в ЗЕ (обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.) през следващия регулаторен период отпада задължението на обществения доставчик да изкупува над 50% от изкупуваната до момента електрическа енергия, произведена от ВЕИ и над 90% от изкупуваната до момента електрическа енергия от производители от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. В тази връзка закупената електрическа енергия, свързана с използването на ПАВЕЦ в помпен режим в часовете с минимални товари за недопускане на делегиран излишък в Д-1, следва да намалее значително. Предвид възможностите, които предлагат пазарите „ден напред“ и „в рамките на деня“, общественият доставчик следва да полага усилия за реализиране на тези излишъци на платформата на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Въз основа на гореизложеното за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. са определени прогнозни количества електрическа енергия, които общественият доставчик ще продава за покриване на потреблението на крайните снабдители, без включени количества за обмен със съседни електроразпределителни дружества, посочени по-долу:

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители			
	Крайни снабдители, в т.ч.:	**MWh**	**12 431 685**
1	„ЧЕЗ Електро България“ АД	MWh	4 785 534
2	„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	MWh	4 572 461
3	„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	MWh	3 026 200
4	„ЕСП Златни пясъци“ ООД	MWh	47 490

Въз основа на извършен анализ на информацията относно прогнозната структура на производството и потреблението на електрическа енергия за новия ценови период е установено, че необходимото количество електрическа енергия за покриване нуждите от енергия в страната е в размер на 33 501 348 MWh, от които 12 431 685 MWh за крайни клиенти на регулиран пазар.

Промените в структурата на потребление на електрическа енергия на регулирания пазар ограничават възможностите за участие на този пазар на всички производители, подали заявления за определяне на разполагаемост. Този извод се допълва и от факта, че задължително изкупуваната електрическа енергия от обществения доставчик покрива нуждите на регулирания пазар. Предвид горното е необходимо да се извърши оценка на производствените мощности, които трябва да се включат в разполагаемостта за производство на електрическа енергия. В тази връзка следва да се има предвид разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ от ЗЕ, която не допуска определяне на разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период, с изключение на тези по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ.

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

Производител		**Пълна цена за енергия, лв./MWh**	**Прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., лв./MWh**	**Разлика в %**
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	54,00	70,00	-22,86%
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	70,05	70,00	0,001%
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	76,99	70,00	9,99%
4	„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	106,96	70,00	52,80%
5	„ТЕЦ Марица 3“ АД	156,18	70,00	123,11%
6	„ТЕЦ Варна“ ЕАД	176,31	70,00	151,87%

Видно от изготвената таблица, КЕВР не следва да определя разполагаемост на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „ТЕЦ Варна“ ЕАД. Допълнителен аргумент в тази връзка може да се изведе от изискванията на чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, съгласно които Комисията следва да осигури условия за развитие на конкурентни и добре функциониращи регионални пазари в рамките на Европейския съюз, предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар, като едновременно с това осигури балансирано изменение на цените за крайните клиенти. Както е посочено по-долу, в микса на НЕК ЕАД попадат цялото изкупувано по преференциални цени количество електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от централи с обща инсталирана

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

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

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

Въз основа на гореизложеното, определените общи количества електрическа енергия, необходими за осигуряване на потреблението на клиентите на крайните снабдители, както и за реализация на пазара по свободно договорени цени са представени в таблицата по-долу:

№	Електрическа енергия по централи в MWh	Общо	За регулиран пазар	За свободен пазар
1	„ЕЙ И ЕС ЗС - Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 500	2 209 550	946 950
2	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	4 593 886	4 134 497	459 389
3	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 4 MW	1 566 804	1 253 443	313 361
4	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, над 4 MW	828 647	0	828 647
5	Топлофикационни и заводски централи, под 4 MW	143 953	115 162	28 791
6	**Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ**	**10 289 790**	**7 712 653**	**2 577 137**
7	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	1 927 000	1 927 000	0
8	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 203 349	924 858	2 278 491
9	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 867 173	1 867 173	0
10	**Общо количество енергия, реализирано от НЕК ЕАД**	**17 287 313**	**12 431 685**	**4 855 628**

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

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

Предвид горните факти и обстоятелства и произтичащите от тях изводи, за новия регулаторен период следва да бъдат утвърдени цени на електрическата енергия

на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и НЕК ЕАД за ВЕЦ, негова собственост, и съответно не следва да бъдат утвърждавани такива цени на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „ТЕЦ Варна“ ЕАД. В тази връзка следва да бъдат утвърдени следните цени на производители на електрическа енергия:

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

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

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

V. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР, е в размер на 107,71 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. цена за задължения към обществото – 37,25 лв./MWh, без ДДС. В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-21 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД не е предложило конкретна стойност на цената, по която дружеството, в качеството си на обществен доставчик, ще продава електрическа енергия на крайните снабдители.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Поради свиване на дела на регулирания пазар, отпадане на задължението на обществения доставчик да продава електрическа енергия на електропреносното и

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

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

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

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

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

Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик				
	ПОЗИЦИЯ	Прогноза за регулаторния период		Средна цена на електрическата енергия
		MWh	хил.лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	1 927 000	104 058	54,00
2	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 867 173	143 754	76,99
3	Производители в състава на НЕК ЕАД	924 858	64 786	70,05
4	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 209 550	393 471	178,08
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 134 497	475 868	115,10
6	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 4 MW	115 162	18 838	163,58
7	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 4 MW	1 253 443	395 219	315,31
8	**Средна покупна цена на обществения доставчик**	**12 431 685**	**1 595 994**	**128,38**

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

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

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са съобразени с изменената

разпоредба на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ, обн. ДВ. бр. 38 от 08.05.2018 г. и доклад с вх. № Е-Дк-471 от 18.05.2018 г.

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

Компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ е формирана съгласно изискванията на разпоредбата на чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ, според която същата се определя в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството. Надценката е запазена на нивото, утвърдено с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР, в размер на 2,29% от средната покупна цена за енергия на обществения доставчик – 2,94 лв./MWh.

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

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

Формиране на миксовата цена за енергия за клиентите на регулирания пазар				
	ПОЗИЦИЯ	Регулиран пазар		Средна цена на енергията за регулиран пазар, след компенсиране от ФСЕС
		MWh	хил.лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	Производители в състава на НЕК ЕАД	924 858	64 786	70,05
2	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	1 927 000	104 058	54,00
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 867 173	143 754	76,99
4	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 209 550	154 669	70,00
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 134 497	289 415	70,00
6	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 4 MW	115 162	8 136	70,65
7	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 4 MW	1 253 443	90 699	72,36
8	Общо количество електрическа енергия необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	12 431 685	855 517	68,82
9	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“			2,94
10	**Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (р.8+р.9)**			**71,76**

Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е 71,76 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 2,94 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 892 098 хил. лв. и енергия – 12 431 685 MWh.

VI. „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД

При утвърждаване на цените на електропреносното предприятие, получило лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 3, ал. 2,

т. 1 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, Наредбата) извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка ЕСО ЕАД е подало заявление с вх. № Е-13-41-33 от 30.03.2018 г. и заявление с вх. № Е-13-41-34 от 30.03.2018 г.

1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

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

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

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

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

1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа

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

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

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

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

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

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

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

1.1.6. Норма на възвръщаемост – 3,33%;

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

1.2. Цена за пренос през електропреносната мрежа

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

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

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

- разходи за заплати (възнаграждения) – 79 711 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 42 247 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 92 427 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 25 388 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 41 844 хил. лв.;

1.2.3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 65 767 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос и остойностени по цените, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР;

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

1.2.5. Норма на възвръщаемост – 3,33%;

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

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

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

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

1.3.2. Норма на възвръщаемост – 3,33%;

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

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

2. Ценообразуващи елементи

2.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 39 080 000 MWh на 40 025 348 MWh. Прогнозата на дружеството за износа на електрическа енергия с произход България е необоснована и подценена с оглед повишаващите се цени в съседните пазарни зони и обстоятелството, че като резултат от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ. бр. 38 от 08.05.2018 г.) значително количество електрическа енергия ще се търгува на борсовия пазар. Към настоящия момент на унгарската борса HUDEX, цените на фючърсите за 2019 г. бележат значителен ръст, което увеличава интереса на износителите към електрическата енергия с произход България. В потвърждение на този извод е фактът, че последните сделки на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД (описани в т. I) за 2 029 600 MWh са сключени между „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и основно търговци на електрическа енергия за експорт.

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

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ НОК е преизчислен на 11 371 хил. лв. или 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. В тази връзка стойността на РБА е в размер на 37 217 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е коригирана на 3%.

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

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

2.2. Цена за пренос през електропреносната мрежа

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

Условно-постоянните разходи са коригирани от 281 688 хил. лв. на 241 199 хил. лв., тъй като разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски и социалните разходи, разходите за ремонт и поддръжка, разходите за работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, експертни и одиторски разходи, вода и отопление, охрана на труда, командировки, информационни услуги, други външни услуги, обучение и квалификация, данъци, удържани по ЗКПО и разходите за достъп през чужди съоръжения са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за представителни цели са извадени от структурата на разходите, а разходите за безплатна храна са включени на ниво отчет 2016 г.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, в изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ НОК е преизчислен на 30 772 хил. лв. или 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

Разходите за амортизации са коригирани от 92 497 хил. лв. на 70 629 хил. лв. в съответствие с реализираните инвестиции през базисната година, намалени със стойността на безвъзмездно придобитите активи.

Регулаторната база на активите на ЕСО ЕАД, като правоприемник на дейността „пренос на електрическа енергия“ от 04.02.2014 г., е коригирана със 712 601 хил. лв. във връзка с преоценка на активите, извършена от НЕК ЕАД през 2010 г. Необосновано е операторът на електропреносната мрежа да реализира възвръщаемост върху активи, чиято стойност не е в резултат на извършени инвестиции, а на счетоводна преоценка. Предвид гореизложеното стойността на РБА е призната в размер на 1 252 040 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е коригирана на 3%.

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

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

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

Цена за пренос през електропреносната мрежа				
№	**Позиция**	**Мярка**	**Предложени от дружеството**	**Коригирани стойности**
1	**2**	**3**	**4**	**5**
1	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	281 688	241 199
2	Възвръщаемост	хил.лв.	65 767	37 561
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил.лв.	94 354	95 607
4	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	MWh	876 000	876 000
5	Приходи от реактивна енергия	хил.лв.	-10 000	-20 000
6	Необходими приходи за дейността пренос	хил.лв.	431 809	354 367
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	39 080 000	40 025 348
8	**Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**11,05**	**8,85**

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

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

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

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

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

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

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

За постигане баланса на електроенергийната система, ЕСО ЕАД наблюдава и управлява във всеки един момент от време непринудените случайни отклонения, в т.ч. вследствие на аварии и на колебания в електрическия товар, производствените мощности и междусистемните обмени. Производството на електрическа енергия от ФЕЦ и ВяЕЦ, за разлика от производството на електрическа енергия от ВЕЦ и от централи, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, е с непостоянен характер, тъй като е силно зависимо от променливите метеорологични условия и води до увеличаване на разходите за разполагаемост за допълнителни услуги, за пълноценно участие за регулиране на електрическите централи, за спирания и пускания, както и на тези за резерв на допълнителни услуги. Случайното изменение на параметрите на първичните енергийни източници (слънце

и вятър) води до големи отклонения в отдаваната от тях мощност, което без закупуване на допълнителен резерв създава невъзможност за оператора за осигуряване на часовия и денонощния оперативен резерв (в мощностен и скоростен план), необходим за изпълнение на качествените показатели, предвидени в националната нормативна уредба и изискванията на ENTSO-E.

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

– увеличение на диапазона за вторично регулиране на фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с 9,5 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност;

– увеличение на диапазона за вторично регулиране на вятърни електрически централи (ВяЕЦ) със 7,8 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност.

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

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

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

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

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

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

2. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 8,85 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 354 367 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната и за износ 40 025 348 MWh.

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

VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-34 от 30.03.2018 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-262-18 от 30.03.2018 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-16 от 30.03.2018 г. от „Електроразпределение Север“ АД. „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, в качеството си на оператор на електроразпределителна мрежа, не е подало заявление за утвърждаване на цени. По силата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, в случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 41 и 45 от същата, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови респективно регулаторен период въз основа на данните, с които разполага. От „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД е постъпило писмо с вх. № Е-13-09-8 от 02.04.2018 г., с което е предоставена прогнозна информация за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за количеството електрическа енергия за разпределение през електроразпределителната мрежа на дружеството, в т.ч. енергията, необходима за покриване на технологичните разходи, прогнозното потребление на клиентите на крайния снабдител, прогнозното потребление на клиентите, избрали друг доставчик, както и прогнозните количества електрическа енергия за обмен със съседни електроразпределителни дружества.

1. Приложим метод за регулиране

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

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

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

Регулаторната практика в Европа показва, че с оглед спецификата на дейността „разпределение на електрическа енергия“ най-подходящият метод за регулиране на цените за достъп и за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи е методът „горна граница на приходи“. При този метод на регулиране енергийните дружества са мотивирани да работят по-ефективно, тъй като имат възможност да реализират допълнителна възвръщаемост, ако постигнат определените от регулатора целеви показатели.

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

При отчитане на горните аргументи, с оглед осигуряване на устойчивост на ценовото регулиране и предвид принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ е обосновано по отношение електроразпределителните дружества да бъде продължено ценовото регулиране чрез метода „горна граница на приходи“. В тази връзка при определяне на продължителността на следващия регулаторен период на тези дружества следва да бъдат взети предвид обстоятелствата: по-продължителен срок на регулаторния период би довел до по-голяма стабилност и прогнозируемост за електроразпределителните дружества и за крайните клиенти. От друга страна, по-кратък регулаторен период ще създаде възможност Комисията да провежда по-ефективен контрол върху електроразпределителните дружества по отношение на извършените разходи за осъществяване на лицензионната дейност по вид, обем и стойност, обема на извършените инвестиции, както и да прави оценка на постигнатия икономически ефект и влиянието му върху ефективността на работа и показателите за качество, изменението на потреблението на електрическа енергия, влиянието на промените в икономическите условия в страната и др.

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

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

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

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

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

$$НП = Р + (РБА * НВ),$$

където:

НП – необходими годишни приходи;

Р – годишните разходи за дейността по лицензията;

РБА – признатата от Комисията регулаторна база на активите;

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

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

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

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

2.2. Технологични разходи при разпределение на електрическа енергия

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ Комисията определя максимални размери на технологичните разходи на електрическа енергия, които могат да бъдат признати при ценовото регулиране при разпределение на електрическа енергия. С Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г., Комисията е приела допустими нива на технологичните разходи за четвъртия регулаторен период на електроразпределителните дружества, както следва:

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

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

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

Дружество	Базисна година 2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Изменение начало край на рег. период
„ЧЕЗ Разпределение България“ АД	11,59%	11,69%	11,53%	10,35%	- 1,24%
„Електроразпределение Юг“ ЕАД	10,12%	9,47%	8,72%	8,51%	- 1,61%
„Електроразпределение Север“ АД	13,08%	12,08%	11,03%	10,02%	- 3,06%

За регулаторния период 2015 г. – 2017 г. дружествата отчитат намаление на технологичните разходи спрямо базисната 2014 г., както следва: „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с 1,24%; „Електроразпределение Юг“ ЕАД с 1,61%; „Електроразпределение Север“ АД с 3,06%.

Следва да се отбележи, че отчетните данни за технологичните разходи по преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи за четвъртия регулаторен период се изчисляват на база на реално измерените и изчислени количества електрическа енергия, за които дружествата заплащат цена за „задължения към обществото“. В тази връзка представените от „Електроразпределение Юг“ ЕАД със заявление с вх. № Е-13-262-18 от 30.03.2018 г. данни са некоректни. Въпреки изричното изискване на т. 16 от приетите с решение по Протокол № 41 от 07.03.2018 г., т. 2 Минимални изисквания на Комисията за енергийно и водно регулиране към заявленията за утвърждаване на цени на електрическата енергия на електроразпределителните дружества за първата ценова година на петия регулаторен период, дружеството не е представило данни за реално измерените и изчислени количества електрическа енергия, а за закупените количества от обществения доставчик, включващи и небаланси. След преизчисление на постигнатия процент технологичен разход въз основа на количествата електрическа енергия, за които „Електроразпределение Юг“ ЕАД е заплатило цена за „задължения към обществото“ се установи, че реално постигнатия от дружеството технологичен разход е в размер на 8,018%.

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

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

Направените инвестиции за четвъртия регулаторен период са:

– „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – в размер на 287 715 хил. лв., от които 47 013 хил. лв. са за намаляване на технологичните разходи и 28 672 хил. лв. в измервателни уреди;

– „Електроразпределение Юг“ ЕАД – в размер на 269 630 хил. лв., от които 70 273 хил. лв. са за намаляване на технологичните разходи и 74 490 хил. лв. в измервателни уреди;

– „Електроразпределение Север“ АД – в размер на 73 977 хил. лв., от които 5 014 хил. лв. са за намаляване на технологичните разходи и 43 053 хил. лв. в измервателни уреди.

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

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

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

разход и 27,63% в измервателни уреди; „Електроразпределение Север“ АД в размер на 6,78% за намаляване на технологичния разход и 58,20% в измервателни уреди.

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

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

Предвид намеренията на дружествата да продължат да инвестират с цел намаляване на технологичния разход е обосновано да се приеме, че в резултат на вложените средства размерът на технологичните разходи при преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи през следващия регулаторен период ще продължи да се понижава, като утвърдените пределни стойности за четвъртия регулаторен период са достижими и следва да бъдат запазени. Допълнителен аргумент за запазване на технологичните разходи на нивото, утвърдено за четвъртия регулаторен период, е и обстоятелството, че „Електроразпределение Юг“ ЕАД вече го е постигнало, отчитайки 8,018% технологичен разход за 2017 г.

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

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

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

2.3. Разходи за амортизации

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

$$АМ = (АМ_1+АМ_2+АМ_3)/3 – АМ_ф + (2,5*АМ_{И1}+1,5*АМ_{И2}+0,5*АМ_{И3})/3,$$

където:

АМ – средни разходи за амортизации през петия регулаторен период;

$АМ_1, АМ_2, АМ_3$ – разходи за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

$АМ_{ф}$ – средна стойност на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин;

$АМ_{и1}$, $АМ_{и2}$, $АМ_{и3}$ – разходи за амортизации на инвестициите през съответната година на регулаторния период.

По този начин коректно може да се определи стойността на амортизациите въз основа на конкретния оставащ полезен живот на съществуващите активи за всяка ценова година. За целите на ценообразуването е заложена средноаритметична стойност на разходите за амортизации на съществуващите активи за трите ценови години на петия регулаторен период, като $АМ_{1}$, $АМ_{2}$ и $АМ_{3}$ отразяват разходите за амортизации на съществуващите активи съответно за 2018 г., 2019 г. и 2020 г. При изчисленията на разходите за амортизации на инвестициите за периода 2018 г. – 2020 г. е спазена логиката при изчисляване на средната номинална стойност на инвестициите. Следва да се отбележи, че изчисленията са направени върху нетните инвестиции без инвестициите в активи, придобити по безвъзмезден начин.

2.4. Регулаторна база на активите

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

$$РБА = А - Ф - АМ + ОК + И,$$

където:

РБА е регулаторната база на активите;

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

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

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

ОК – необходимият оборотен капитал;

И – размерът на инвестициите, одобрени от Комисията.

2.4.1. Балансова стойност на съществуващите активи

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

$$А_{Б} = А - Ф – АМ ,$$

където:

$А_{Б}$ – средната балансовата стойност на съществуващите активи за петия регулаторен период;

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

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

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

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

	I ценови период	II ценови период	III ценови период	Средно за регулаторния период
2018 г.	$АМ_1$-$АМ_Ф$	$АМ_1$-$АМ_Ф$	$АМ_1$-$АМ_Ф$	$АМ_1$-$АМ_Ф$
2019 г.		$АМ_2$-$АМ_Ф$	$АМ_2$-$АМ_Ф$	($АМ_2$-$АМ_Ф$)*2/3
2020 г.			$АМ_3$-$АМ_Ф$	($АМ_3$-$АМ_Ф$)/3
ОБЩО	$АМ_1$-$АМ_Ф$	$АМ_1$+$АМ_2$-2*$АМ_Ф$	$АМ_1$+$АМ_2$+ $АМ_3$-2*$АМ_Ф$	**(3*$АМ_1$ + 2*$АМ_2$ + $АМ_3$ – 6*$АМ_Ф$)/3**

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

$АМ = АМ_Б + (3*АМ_1 + 2*АМ_2 + АМ_3 – 6*АМ_Ф)/3$,

където:

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

$АМ_1$, $АМ_2$, $АМ_3$ – разходите за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

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

2.4.2. Среден номинален размер на инвестициите

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

$И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + 0,5*И_3)/3$

където:

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

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

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

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

	I ценова година	II ценова година	III ценова година	Средно за регулаторния период
2018 г.	*0,5*И1*	*И1*	*И1*	*2,5*И1/3*
2019 г.		*0,5*И2*	*И2*	*1,5*И2/3*
2020 г.			*0,5*И3*	*0,5*И3/3*
ОБЩО	*0,5*И1*	*И1+0,5*И2*	*И1+И2+0,5*И3*	***(2,5*И1+1,5*И2+0,5*И3)/3***

2.4.3. Необходим оборотен капитал

В съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

2.5. Норма на възвръщаемост

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

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

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

$$НВ = Д_{СК} * \left(\frac{НВ_{СК}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + Д_{ПК} * НВ_{ПК} ,$$

където:

НВ е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане;

$Д_{СК}$ – делът на собствения капитал в общия капитал;

$НВ_{СК}$ – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане;

ДС – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$Д_{ПК}$ – делът на привлечения капитал в общия капитал;

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

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

При утвърждаването на цените, прилагани от електроразпределителните дружества за втория регулаторен период, Комисията е определила норма на възвръщаемост от 12%, за

третия регулаторен период – 7%, а за четвъртия регулаторен период – 7,02%, която да покрива специфичния и систематичен риск за инвеститорите.

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

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

$$НВск = Безрискова\ премия + \beta * Пазарна\ рискова\ премия$$

2.5.1. Безрискова премия

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

2.5.2. β коефициент на активите

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

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

Изчисляване на β без ливъридж[6]						
Наименование	**Държава**	**Ср. собствен капитал/ обща сума на активите**	**Данъчна ставка**	**5 години на седмична база**		
				Коеф. β с ливъридж	Коеф. β без ливъридж	r^2
ACEA SpA	Италия	39,57%	0,24	0,75	0,38	0,09
Alpiq Holding AG	Швейцария	50,50%	0,18	-0,22	-0,11	0,01
BKW AG	Швейцария	37,88%	0,18	0,45	0,26	0,07
Centrica plc	Обединено кралство	64,17%	0,19	0,98	0,62	0,19
CEZ a.s.	Чехия	65,97%	0,19	0,70	0,45	0,10
E.ON SE	Германия	50,35%	0,30	1,28	0,73	0,23
EDP SA	Португалия	36,68%	0,21	1,05	0,44	0,22
EnBW AG	Германия	42,22%	0,30	0,47	0,21	0,05

[6] *Източник: Stern Stewart & Co.*

Endesa SA	Испания	67,44%	0,25	0,60	0,48	0,03
ENEA SA	Полша	74,17%	0,19	0,69	0,40	0,06
Enel SpA	Италия	41,81%	0,24	1,03	0,54	0,24
ENGIE SA	Франция	48,65%	0,33	1,08	0,61	0,22
EVN AG	Австрия	53,48%	0,25	0,42	0,26	0,07
Fortum Oyj	Финландия	67,78%	0,20	1,01	0,76	0,20
Gas Natural SDG SA	Испания	45,10%	0,25	1,15	0,69	0,31
Iberdrola SA	Испания	49,88%	0,25	0,96	0,58	0,27
MVV Energie AG	Германия	52,84%	0,30	0,24	0,14	0,02
National Grid plc	Обединено кралство	44,35%	0,19	0,66	0,36	0,18
Ørsted A/S	Дания	24,41%	0,22	0,22	0,14	0,02
Public Power Corporation SA	Гърция	22,68%	0,29	2,05	0,47	0,14
Red Eléctrica Corporación SA	Испания	58,57%	0,25	0,82	0,56	0,16
RWE AG	Германия	43,44%	0,30	1,33	0,57	0,15
SSE plc	Обединено кралство	58,99%	0,19	0,40	0,26	0,05
Verbund AG	Австрия	62,53%	0,25	0,87	0,58	0,14
Индекс на бизнес риск		**50,14%**				**0,54**

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

2.5.3. Пазарна рискова премия

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

2.5.4. Цена на привлечения капитал

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

*$НВ_{СК}$ = 1,35% + 1,026 * 7,27% = 8,81%*
$НВ_{ПК}$ = 1,35% + 2,19% = 3,54 %
*НВ = 0,5*8,81%/(1-10%) + 0,5*3,54% = 6,67%*

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

2.6. Корекции по глава трета от НРЦЕЕ

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

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

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

2.6.2. Корекция с показатели за качество

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

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

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

2.6.4. Корекция с фактора Z

След анализ на отчетната и прогнозна информация, представена в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени, както и тази, постъпила в Комисията с писма от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с вх. № Е-13-62-43 от 25.04.2018 г., от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с вх. № Е-13-262-18 от 17.05.2018 г. и от „Електроразпределение Север“ АД с вх. № Е-13-273-16 от 17.05.2018 г., на основание чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

2.7. Разходи за балансиране

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

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

Освен горното, допълнителни аргументи за непризнаването на отчетените и заявени от електроразпределителните дружества и крайните снабдители стойности на разходите за небаланси са изложени по-долу, както следва:

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

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

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

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

3.1. „ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД

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

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00923 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03098 лв./kWh;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01745 лв./kW/ден;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00505 лв./kWh.

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

„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД			
Цени	**Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение	0,00923	0,01241	**+34,45%**
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03098	0,04137	**+33,54%**
Цена за достъп до разпределителната мрежа за битови клиенти	0,00505	0,00683	**+35,25%**
Цена за достъп до разпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01745	0,02155	**+23,50%**

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

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

– Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 121 883 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 108 676 хил. лв.;

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 72 444 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 57 721 хил. лв;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 126 724 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 10,35%;

– Разходи за балансиране – 12 651 хил. лв., в т.ч. разходи за балансиране за предстоящия ценови период – 3 210 хил. лв. и некомпенсирани разходи от предходни ценови периоди в размер на 9 441 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 53 286 хил. лв., при утвърдена за четвъртия регулаторен период в размер на 38 509 хил. лв.;

– Регулаторна база на активите – 642 958 хил. лв., при утвърдена за четвъртия регулаторен период 542 583 хил. лв.;

– Норма на възвръщаемост на капитала – 7,67%, при утвърдена за четвъртия регулаторен период 7,04%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 9 385 737 MWh.

3.1.2. Ценообразуващи елементи

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

– Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 109 088 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени в т. 2.1. Предвиденото от дружеството увеличение с 12 794 хил. лв. е необосновано и не следва да се приема, поради следните аргументи: Дружеството предвижда да инвестира 278 438 хил. лв. през следващите три години, които ще се отразят на клиентите на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД като допълнителни 61 682 млн. лв. за регулаторния период в необходимите приходи на дружеството, които те ще следва да заплатят чрез цените. За осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, е необходимо тези средства да се насочват освен за подобряване качеството на предлаганата услуга и за увеличаване ефективността на електроразпределителните дружества, в резултат на което ще се постигне намаляване на оперативните им разходи. В същото време „ЧЕЗ Разпределение България“ АД обосновава „Проект за внедряване на автоматизирана система за дистанционно отчитане (AMR)“, по който за регулаторния период ще бъдат инвестирани 69 426 хил. лв., представляващи 25% от инвестиционната програма на дружеството, с „*намаляване на технологичните разходи на електрическа енергия до 8%, както и намаляване на оперативните разходи“,* а предвижда увеличение на оперативните разходи с 532 хил. лв., свързани именно с реализацията на този проект. Допълнителни разходи за ребрандиране, също не следва да се включват в признатата стойност на експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“. От една страна дружеството не е обосновало необходимостта от извършването на тези разходи, а от друга същите се правят с маркетингова цел и са в интерес най-вече на мажоритарния собственик на групата предприятия, част от които е и операторът на електроразпределителната мрежа. Следва да се има предвид, че ако извършването на разходи за ребрандиране е свързано с бъдещата продажба на дружеството, в Комисията липсва каквато и да е информация за параметрите по бъдещата сделка, в която е възможно страните да са договорили тези разходи да са изцяло за сметка на новия купувач, като в този случай признаването им в цените ще доведе до двойно компенсиране. Основният аргумент срещу признаването на такъв тип разходи обаче е фактът, че те не са присъщи на лицензионната дейност „разпределение на електрическа енергия“, не допринасят по никакъв начин за подобряване качеството на предлаганите от мрежовия оператор услуги и в този смисъл не са в интерес на клиентите, поради което на основание чл. 11, ал. 2, т. 14, предл. 1 от НРЦЕЕ не следва да бъдат включвани в необходимите приходи на дружеството. Следва да се отбележи също, че останалите електроразпределителни дружества към настоящия момент вече са предприели мерки за ребрандиране, като не са претендирали за допълнителни разходи над одобрените от регулатора.

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

хил. лв.

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

– Регулаторната база на активите е коригирана от 694 737 хил. лв. на 587 687 хил. лв. в съответствие с т. 2.4. от единния подход:

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

хил. лв.

1	Балансова стойност на активите към 31.12.2017 г.	643 580
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин	99 752
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2017 г. (р.1-р.2)	543 828
4	Средна стойност на амортизациите (3*АМ1 + 2*АМ2 + АМ3 – 6*АМФ)/3	101 948
5	**Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4)**	**441 881**

б) среден номинален размер на инвестициите:

хил. лв.

		2018 г. *(И1)*	2019 г. *(И2)*	2020 г. *(И3)*
1	Инвестиции – общо	94 579	110 153	73 705
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	10 271	8 433	8 254
3	Амортизация – общо	8 882	10 155	6 351
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	685	562	550
5	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3+р.4)	76 111	92 128	59 651
6	**Среден номинален размер на инвестициите** ***И = (2,5*И1 + 1,5*И2 + 0,5*И3)/3***	**119 431**		

в) стойността на необходимия оборотен капитал е коригирана от 31 477 хил. лв. на 26 375 хил. лв. съгласно т. 2.4.3. от единния подход.

– Технологичните разходи на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са запазени на 8% в съответствие с т. 2.2. от единния подход;

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

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

– В съответствие с т. 2.6.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z, на стойност (минус) -6 099 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1\text{-}ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1\text{-}ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} \pm Р_{t-2}$$

където:

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

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

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

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

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

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

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

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

– В съответствие с т. 2.6.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г., в размер на 34 хил. лв.

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

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	109 088
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	101 913
3	Разходи за амортизации	61 734
4	Регулаторна база на активите	587 687
4.1.	Призната балансова стойност на активите	441 881
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	119 431
4.3.	Необходим оборотен капитал	26 375
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	39 199
7	Корекция с фактор Z	- 5 133
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	34
9	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**306 835**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**9 385 737**

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

– **цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00970 лв./kWh,**

– **цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03271 лв./kWh,**

– **цена за достъп за небитови клиенти – 0,01796 лв./kW/ден,**

– **цена за достъп за битови клиенти – 0,00519 лв./kWh,**

необходими годишни приходи за първата ценова година от петия регулаторен период – 306 835 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 385 737 MWh.

3.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

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

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

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00823 лв./kWh,

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03154 лв./kWh,

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01651 лв./kW/ден,

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.

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

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

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

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

– Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за

амортизации, е 108 372 хил. лв., при утвърдени за четвъртия регулаторен период – 89 128 хил. лв.;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.2.2. Ценообразуващи елементи

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

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

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

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

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

– Стойността на необходимия оборотен капитал е коригирана от 25 403 хил. лв. на 24 923 хил. лв., съгласно т. 2.4.3. от общия подход;

– В съответствие с т. 2.6.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -12 255 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1\text{-}ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1\text{-}ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи	106 145
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	93 240
3	Разходи за амортизации	56 359
4	Регулаторна база на активите	629 997
4.1.	Призната балансова стойност на активите	509 140
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	95 934
4.3.	Необходим оборотен капитал	24 923
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	42 021
7	Корекция с фактор Z	- 12 255
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	- 8 481
9	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**277 029**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**8 586 990**

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

– **цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00883 лв./kWh,**

– **цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03249 лв./kWh,**

– **цена за достъп за небитови клиенти – 0,01733 лв./kW/ден,**

– **цена за достъп за битови клиенти – 0,00516 лв./kWh,**

необходими годишни приходи за първата ценова година от петия регулаторен период – 277 029 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 586 990 MWh.

3.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

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

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

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01036 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03008 лв./kWh;

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00800 лв./kWh.

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

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

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

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

– Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 84 766 хил. лв., при утвърдени за четвъртия регулаторен период – 71 841 хил. лв.;

– Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 70 912 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 10,02%;

– Разходи за амортизации на съществуващите активи – 34 101 хил. лв.;

– Разходи за амортизации на инвестициите за регулаторния период – 8 484 хил. лв.;

– Годишни амортизационни отчисления на активите, придобити по безвъзмезден начин – 2 303 хил. лв.;

– Разходи за балансиране – 1 091 хил. лв.;

– Регулаторна база на активите в размер на 263 676 хил. лв., при утвърдена за предходния ценови период – 341 881 хил. лв., в т.ч.:

а) призната балансова стойност на активите в размер на 188 024 хил. лв.;

б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2018 г. – 2020 г. в размер на 56 056 хил. лв.;

в) необходим оборотен капитал – 19 596 хил. лв.;

– Норма на възвръщаемост на капитала – 9,12%;

– Корекция с фактора Z – (минус) -6 215 хил. лв.;

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

3.3.2. Ценообразуващи елементи

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

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

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

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

– Стойността на необходимия оборотен капитал е коригирана от 19 596 хил. лв. на 18 713 хил. лв., съгласно т. 2.4.3. от единния подход;

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

– В съответствие с т. 2.6.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -8 353 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1\text{-}ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1\text{-}ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

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

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

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

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

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

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

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

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

– В съответствие с т. 2.6.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г., в размер на (минус) -3 113 хил. лв.

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

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	82 457
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	67 245
3	Разходи за амортизации	40 282
4	Регулаторна база на активите	262 792
4.1.	Призната балансова стойност на активите	188 024
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	56 056
4.3.	Необходим оборотен капитал	18 713
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	17 528
7	Корекция с фактор Z	- 8 353
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	- 3 113
9	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**196 046**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**5 445 000**

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

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01171 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03279лв./kWh;

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00854 лв./kWh,

необходими годишни приходи за първата ценова година от петия регулаторен период – 196 046 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 445 000 MWh.

3.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

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

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00666 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02783 лв./kWh.

3.4.1. „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД не е подало заявление за утвърждаване на цени за достъп и за пренос на електрическата енергия до/през електроразпределителната мрежа, считано от 01.07.2018 г. В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай че енергийното предприятие не е подало заявление, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими годишни приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

3.4.2. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-09-8 от 02.04.2018 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за първата ценова година от петия регулаторен период. След анализ на тази информация, данните от годишния финансов отчет на дружеството за 2017 г. и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

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

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

хил. лв.

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

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

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

хил. лв.

1	Балансова стойност на активите към 31.12.2017 г.	3 027
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин	605
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2017 г. (р.1-р.2)	2 422
4	Средна стойност на амортизациите (3*АМ1 + 2*АМ2 + АМ3 – 6*АМФ)/3	818
5	**Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4)**	**1 604**

б) среден номинален размер на инвестициите:

хил. лв.

		2018 г. *(И1)*	2019 г. *(И2)*	2020 г. *(И3)*
1	Инвестиции – общо	427	304	365
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	130	115	148
3	Амортизация – общо	18	49	82
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	3	9	16
5	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3+р.4)	282	149	151
6	**Среден номинален размер на инвестициите** ***И = (2,5*И1 + 1,5*И2 + 0,5*И3)/3***	**335**		

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

– Технологичните разходи на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са запазени на 5% в съответствие с т. 2.2. от единния подход;

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

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

– В съответствие с т. 2.6.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (плюс) 42 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1\text{-}ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1\text{-}ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} \pm Р_{t-2}$$

където:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

		2015 г. *(И1)*	**2016 г. *(И2)***	**2017 г. *(И3)***
		отчет	**отчет**	**отчет**
1	Инвестиции – общо	451	249	181
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	355	0	50
3	Нетна амортизация, An	8	26	30
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	88	223	101
5	Среден номинален размер на инвестициите *И = (2,5*И1 + 1,5*И2 + 0,5*И3)/3*	202		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	480		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите *(2,5*А1 + 1,5*А2 + 0,5*А3)/3,* съгласно стойностите, посочени на р.3	24,7		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	50		
9	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*7,04%*3+(р.7-р.8)*3	-135		
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.	-80		
11	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.9-р.10)	-55		

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

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	1 748
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	455
3	Разходи за амортизации	413
4	Регулаторна база на активите	2 214
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 604
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	335
4.3.	Необходим оборотен капитал	275
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	148
7	Корекция с фактор Z	42
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	- 55
9	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**2 751**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**69 170**

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

– **цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00675 лв./kWh;**

– **цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03301 лв./kWh,**

необходими годишни приходи за първата ценова година от петия регулаторен период – 2 751 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 69 170 MWh.

VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-26 от 30.03.2018 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-49-6 от 30.03.2018 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № Е-13-46-9 от 30.03.2018 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, в качеството си на краен снабдител, не е подало заявление за утвърждаване на цени. По силата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, в случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 41 и 45 от същата, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови, респективно регулаторен период въз основа на данните, с които разполага. От „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е постъпило писмо с вх. № Е-13-77-3 от 28.03.2018 г. с информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

1. Единен подход при определяне на необходимите годишни приходи на електроснабдителните дружества

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

1.1. Компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ, както и разходите за балансиране следва да бъдат запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР, съответно в размер на 2,29% от разходите за покупка на електрическа енергия, в зависимост от индивидуалните приходи и разходи на крайните снабдители, и в размер на 2,20 лв./MWh. В тази връзка се приема, че не са налице настъпили факти и обстоятелства, които да налагат изменение на посочения размер.

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

Дружествата на пазара по свободно договорени цени, в резултат на конкурентната среда, в която оперират, оптимизират разходите и съответно надценките, които калкулират в крайната офертна цена на клиентите си с оглед конкурентоспособността си. Анализ на офертните цени[7] на свободния пазар, съпоставени с постигнатите цени на търговете за дългосрочни продукти на производителите, показва, че разликата между цените на едро и тези на дребно, т.е. надценката на доставчиците е в диапазона 2-6 лв./MWh, която следва да покрие разходите за балансиране, оперативните разходи на дружеството (разходи за заплати и осигуровки, разходи за управление, фактуриране, инкасиране, несъбираеми вземания, разходи за енергийна ефективност, маркетинг и реклама, търговски представители и др.), както и да осигури печалба. Разликите в прилаганите надценки от почти 100% се дължат основно на таргетираните групи клиенти и пазарното портфолио на търговеца. Тези, които

[7] Служебно известна информация

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

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

Видно от горното, крайните снабдители реализират значително по-високи маржове от утвърдените в регулираните цени на дружествата и ако спазват заложената рамка относно разходите за небаланси, реализираните маржове позволяват както да се покрият оперативните разходи на дружествата, така и да се осигури възвръщаемост в значителен

[8] Служебно известна информация

размер, което се потвърждава от отчетените финансови резултати за годината. Приемането на исканията им за повишаване на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ би осигурило свръхпечалба, респективно свръхвъзвръщаемост на крайните снабдители, предвид което не би бил спазен принципът по чл. 31, т. 4 от ЗЕ.

Следва да се има предвид, че при калкулациите на разходите на крайните снабдители не са отчетени обстоятелствата, че през 2017 г., в качеството си на координатори на специални балансиращи групи, тези дружества продължават практиката да купуват по-малко електрическа енергия за потреблението на крайните клиенти и повече за технологични разходи, което им осигурява допълнителни печалби, за сметка на приходите на обществения доставчик от цената за задължения към обществото.

Предвид гореизложеното е икономически обосновано компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ да се запази 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 01.07.2017 г. – 30.06.2018 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, каквото 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.

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

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

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

2. Цени и необходими годишни приходи на електроснабдителните дружества за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

2.1. „ЧЕЗ ЕЛЕКТРО БЪЛГАРИЯ“ АД

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

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

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

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

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

– Разходите за закупуване на електрическа енергия са изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени на обществения доставчик и възлизат на 515 450 хил. лв.;

– Разходи за балансиране на стойност 17 036 хил. лв.;

– Възвръщаемост на регулаторната база – 5 341 хил. лв.;

– Компонента за дейността – 29 963 хил. лв.;

– Към необходимите годишни приходи дружеството включва несъбираеми вземания – 4 045 хил. лв., разходи за енергийна ефективност в размер на 172 хил. лв., некомпенсирани разходи за небаланси – 16 546 хил. лв., разходи за ребрандиране – 2 027 хил. лв.;

– Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 785 534MWh.

2.1.2 Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на ценовото предложение на „ЧЕЗ Електро България“ АД се установи, че предложението на дружеството по отношение стойностите на

ценообразуващите елементи противоречи на разпоредбата на чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която размерът на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ се определя в размер до 3% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, т.е. максималният размер на икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на дружеството не следва да надхвърля 15 464 хил. лв., а дружеството предлага 35 304 хил. лв. Разпоредбата на чл. 10 от НРЦЕЕ не позволява включването на допълнителни разходи в необходимите годишни приходи на крайните снабдители извън тези, които се покриват от компонентата за дейността и компонентата за балансиране.

В резултат на гореизложеното и извършените корекции при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, цените на „ЧЕЗ Електро България“ АД са, както следва:

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.**
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,17990
- Дневна	0,11525
- Нощна	0,07174
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14428
- Нощна	0,07174
3. Една скала	**0,14428**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13219
- Нощна	0,05582
2. Една скала	**0,13219**

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 – 538 075 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 – 0,01024 лв./kWh;

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03271 лв./kWh;

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:

– **за небитови клиенти – 0,01796 лв./kW/ден,**

– **за битови клиенти – 0,00519 лв./kWh.**

2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-49-6 от 30.03.2018 г., изменено с писмо с вх. № Е-13-49-6 от 11.05.2018 г., „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г.

2.2.1. Предоставена от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството, считано от 01.07.2018 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,16856	0,17265	**+2,43%**
- Дневна	0,11238	0,11509	**+2,41%**
- Нощна	0,06488	0,06642	**+2,37%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13094	0,13904	**+6,19%**
- Нощна	0,06488	0,06642	**+2,37%**
3. Една скала	**0,13094**	**0,13904**	**+6,19%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13094	0,13904	**+6,19%**
- Нощна	0,05462	0,06642	**+21,60%**
2. Една скала	**0,13094**	**0,13904**	**+6,19%**

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

– Прогнозни продажби на електрическа енергия на крайни клиенти за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. в размер на 4 572 461 MWh;

– Използвана е утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на битови и небитови клиенти в размер на 107,71 лв./MWh;

– Разходи за балансиране в размер на 2,20 лв./MWh или общо за новия ценови период в размер на 10 059 хил. лв.;

– Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, изчислена по обратен път, в размер на 4,80% от утвърдената средна покупна цена на дружеството.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е подало и:

– Искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране разходи за 2018 г., свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност за изпълнение на национална цел и

определена индивидуална цел за енергийни спестявания по Закона за енергийната ефективност (ЗЕЕ) чрез цена за задължения към обществото и

– Искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи за периода 2010-2017 г., свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност за изпълнение на национална цел и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по ЗЕЕ чрез цена за задължения към обществото.

2.2.2 Ценообразуващи елементи

Посочените разходи в горните искания не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи за периода 2010-2017 г., какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Следва да се има предвид, че към настоящия момент не са приети всички подзаконови нормативни актове по прилагане на ЗЕЕ, включително не е приета и методика по чл. 7, ал. 1, т. 12. от ЗЕЕ за оценка на размера на вноските от задължените лица по чл. 14, ал. 4 във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“ и в други финансови посредници, необходими за постигане на индивидуалните им цели. Поради тези обстоятелства не е възможно да се прогнозират разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

Разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

– срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и

– направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

Въз основа на извършен анализ на ценовото предложение на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД се установи, че предложението на дружеството за стойностите на ценообразуващите елементи противоречи на разпоредбата на чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която размерът на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ се определя в размер до 3% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, т.е. максималният размер на икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на дружеството не следва да надхвърля 3%, а дружеството предлага 4,8%.

В резултат на гореизложеното и извършените корекции при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, цените на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД са, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.**
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,16849

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.**
	лв./kWh
- Дневна	0,11278
- Нощна	0,06473
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13119
- Нощна	0,06473
3. Една скала	**0,13119**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13169
- Нощна	0,05420
2. Една скала	**0,13169**

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 – 514 117 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 – 0,01024 лв./kWh,

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03249 лв./kWh,

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:

– **за небитови клиенти – 0,01733 лв./kW/ден,**

– **за битови клиенти – 0,00516 лв./kWh.**

2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-46-9 от 30.03.2018 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г.

2.3.1. Предоставена от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството цени, считано от 01.07.2018 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност - ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,17980	0,17980	**0,00%**
- Дневна	0,12412	0,12412	**0,00%**
- Нощна	0,07012	0,07222	**+2,99%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14431	0,14431	**0,00%**
- Нощна	0,07012	0,07222	**+2,99%**
3. Една скала	**0,14431**	**0,14144**	**-1,99%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13803	0,14036	**+1,69%**
- Нощна	0,05528	0,05691	**+2,95%**
2. Една скала	**0,13803**	**0,14036**	**+1,69%**

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

– Разходи за закупуване на електрическа енергия – 325 952 хил. лв., при утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на клиентите на крайния снабдител в размер на 107,71 лв./MWh;

– Разходи за балансиране – 9 986 хил. лв.;

– Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ съгласно чл. 10, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ – 9 779 хил. лв.;

– Количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти – 3 026 200 MWh;

– Разходи за енергийна ефективност, свързани с ангажиментите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ – 4 412 хил. лв.;

– Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 10 372 хил. лв.

2.3.2 Ценообразуващи елементи

След извършен анализ на ценовото предложение на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и извършените корекции, при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, цените на дружеството са, както следва:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.**
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,18215
- Дневна	0,12481
- Нощна	0,07084
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14573
- Нощна	0,07084
3. Една скала	**0,14573**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13859
- Нощна	0,05370
2. Една скала	**0,13859**

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 – 340 237 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 – 0,01024 лв./kWh;**
2. **Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00854 лв./kWh;**
3. **Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03279 лв./kWh.**

2.4. „ЕСП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ ООД

2.4.1 „ЕСП Златни Пясъци“ ООД не е подало заявление за утвърждаване на цени за продажба на електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г.

В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай, че енергийното предприятие не е подало заявление или не е представило информацията по чл. 41 от НРЦЕЕ, Комисията може служебно да утвърди необходими годишни приходи и цени въз основа на данните, с които разполага.

2.4.2. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-77-3 от 28.03.2018 г. дружеството е представило информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

В резултат на извършените корекции в описания единен подход и при отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, цените на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД са, както следва:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.**
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,19114
- Дневна	0,10322
- Нощна	0,05060
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,12840
- Нощна	0,05060
3. Една скала	**0,12840**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13380
- Нощна	0,05462
2. Една скала	-

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 – 5 340 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 – 0,01024 лв./kWh;**
2. **Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00675 лв./kWh;**
3. **Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03301 лв./kWh.**

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2018 г. *(включващи цена за електрическа енергия, цена за мрежови услуги ВН, цена за мрежови услуги НН)*	
„ЧЕЗ Електро България“АД	1,70%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	1,61%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	2,60%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	3,53%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	**1,89%**

На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ, предлагаме Комисията да вземе следните

РЕШЕНИЯ:

1. Да приеме доклада.

2. Да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени представители на заявителите.

3. Приетият доклад, датата и часът на откритото заседание да бъдат оповестени на интернет страницата на КЕВР.