



Вх. №..... от2022 г.

ДО

Г-Н СТАНИСЛАВ ТОДОРОВ

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 общественият доставчик продава на крайните снабдители изкупената на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ електрическа енергия; по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа, на ниво ниско напрежение; за достъп и/или за пренос до/през електропреносната мрежа; за достъп и/или за пренос до/през електроразпределителните мрежи и „цената за задължения към обществото“, съставляваща цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: за компенсиране на невъзстановяеми разходи и разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото.

Според чл. 35, ал. 2, т. 3 и т. 3а от ЗЕ 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 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ.

За електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW, Комисията определя премии, 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).

Комисията определя на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) с обща инсталирана мощност от 500 kW и над 500 kW премии, като разлика между определената до влизане в сила на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.) преференциална цена, съответно актуализирана 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 – § 28, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.).

По силата на чл. 36б, ал. 1 от ЗЕ Фонд „Сигурност на електроенергийната 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 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ.

В контекста на чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 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. 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 § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

I. Прогнозна пазарна цена за регулаторния/ценовия период

За целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна 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, 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. Също така, 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 – чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ.

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 в горните случаи. Съгласно чл. 37а от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, Наредбата) Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

Към настоящия момент на платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период, но са проведени 19 търга, относими частично към периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

Дата	Инициатор	Продукт	Период	Цена лв./MWh
18.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	453,08
10.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	440,40
13.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	427,50

Видно от горната таблица средната постигната цена за второто полугодие на 2022 г. или първата половина от регулаторния период е в размер на 440,33 лв./MWh, като за последните 2 месеца бележи ръст от 6%.

<i>Дата</i>	<i>Инициатор</i>	<i>Продукт</i>	<i>Период</i>	<i>Цена лв./MWh</i>
18.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	441,69
10.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	438,02
13.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	440,21
01.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	468,39
25.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	432,01
22.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	414,39
17.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	442,79
10.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	545,05
09.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	590,00

Видно от горната таблица средната постигната цена за третото тримесечие на 2022 г. е в размер на 468,03 лв./MWh, като след първоначалния ръст през началото на м. март, пазарът се успокоява трайно на нива около 440,00 лв./MWh.

<i>Дата</i>	<i>Инициатор</i>	<i>Продукт</i>	<i>Период</i>	<i>Цена лв./MWh</i>
18.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	469,18
10.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	450,79
13.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	441,30
01.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	463,53
25.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	429,79
22.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	412,94
11.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	456,20

Видно от горната таблица, средната постигната цена за четвъртото тримесечие на 2022 г. е в размер на 446,25 лв./MWh, като отново се наблюдава ръст през края на м. март, след което пазарът се успокоява трайно на нива около 450,00 лв./MWh.

Динамиката на постигнатите на търговете на БНЕБ ЕАД цени пряко корелира с фючърсите за региона (румънската и унгарската борси), като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс варира между 15,00 €/MWh и 21,00 €/MWh. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърсните сделки, които по своята същност са стандартизирани финансови форуърдни сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „ден напред“.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX¹ (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, следва да се съпоставят с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърсните сделки на HUDEX².

В следващата таблица е представено сравнение на цените на фючърсите за H2 2022.

¹ <http://www.eex.com>

² <https://hudex.hu>

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -OPCOM	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q3 2022	456,37	482,29	494,02	495,98
Q4 2022	521,05	538,66	550,39	551,47
H2 2022	488,71	510,47	522,21	523,72

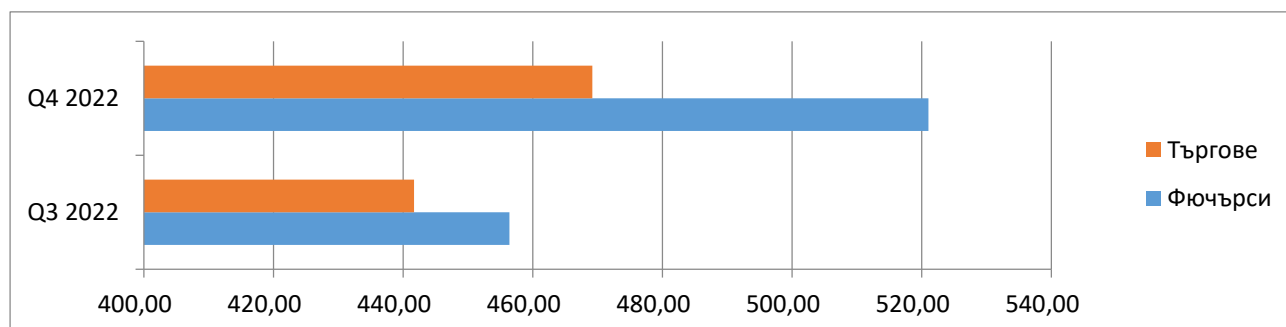
Горните данни показват, че стандартната девиация между българския и румънския пазар е около 22,00 лв./MWh, докато с унгарския – около 33,50 лв./MWh. Ако се анализират данните по месеци и/или тримесечия, девиацията български-унгарски пазар варира от 30,00 лв./MWh до 40,00 лв./MWh, в зависимост от търгуваните обеми и цените на капацитетите в региона. Към настоящия момент не са налични данни на EEX относно Q1 2023 и Q2 2023, съответно за H1 2023 за българския и румънския пазар, като такива са публикувани само за унгарския. Те обаче могат да се изчислят, като се използва стандартната девиация спрямо унгарския пазар, за който са налични данни. Изчислените данни са представени по-долу:

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q1 2023	533,79	567,29	569,52
Q2 2023	362,44	395,94	389,66
H1 2023	448,12	481,61	479,59

От горните данни може да се направи извод, че относимите стойности към българския пазар са за H2 2022 – 488,71 лв./MWh и за H1 2023 – 448,12 лв./MWh или средно за регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. в размер на 468,42 лв./MWh.

Основният движещ фактор за покачването на цените на европейските, съответно регионалните борси, освен покачването на цените на квотите за въглеродни емисии, е рекордно високата цена на природния газ на европейските борси. Пряката корелация между тези две цени се обуславя от факта, че основно газови централи затварят цената на европейските борсови пазари. Това обстоятелство се променя, обаче, при наличие на предлагане на по-големи количества електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, което от своя страна се характеризира със спорадичен характер и е трудно за оценка при дългосрочни прогнози. Оценките на анализаторите са противоречиви, като някои от тях определят този ръст като временно явление, докато други са на мнение, че покачването ще е трайно и ще придобие системен характер.

Ако се сравнят, обаче, постигнатите нива на търговете, организирани на платформите на БНЕБ ЕАД и референтната фючърсна стойност за съответния период, се забелязва допълнително отклонение, представено в следната графика:



Подобна асиметричност в двете посоки се получава, когато развитието на една пазарна зона се отклонява от преобладаващия цикъл в околните пазари и обикновено се дължи на спекулативен приток на капитали, инфлационни процеси, нормативни и

регулаторни намеси и др. В конкретния случай, най-вероятната причина е наложеното ограничение на търговете максималното оферирано количество да не превишава 5 MW, чиято цел е предотвратяване на помпването на спекулативни балони.

При прогнозирането на цената за предстоящия регулаторен период би следвало да се отчете горната асиметричност, като се предвиди допълнително отклонение на цената в размер на около 8%. В тази връзка, след прилагане на посочената корекция прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. следва да е в размер на 430,94 лв./MWh.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. е определена в размер на 430,94 лв./MWh.

Съгласно чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара ден напред за предходната календарна година от съответната група – независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи са използвани предоставените от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2021 г. – 31.12.2021 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдители, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2021 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 2021 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2021 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна годишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент, съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от горната симулация са, както следва:

1. Независим преносен оператор:

Извършена е симулация на участието на ЕСО ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	207,73 лв./MWh
3	Групов коефициент K_t (p.2/p.1)	0,97711
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	421,08 лв./MWh

2. Оператори на електроразпределителни мрежи:

Извършена е симулация на участието на „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД, с предишно наименование „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	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	220,40 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (p.2/p.1)	1,03675
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	446,78 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, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – Габрово“ ЕАД, „Топлофикация – ВТ“ АД, „Топлофикация – Враца“ ЕАД, „Топлофикация – Разград“ АД, „Брикел“ ЕАД и „Топлофикация Русе“ АД 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	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	210,87 лв./MWh
3	Групов коефициент Kc (p.2/p.1)	0,99192
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	427,46 лв./MWh

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

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджекте“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Енери Солар БГ 1“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово), „РЕС Технолджи“ АД (ФЕЦ Златарица), „Дъбово Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Дъбово), „Компания за енергетика и развитие“ ООД (ФЕЦ Добрич), „Екоенерджи Солар“ ЕООД (ФЕЦ Екоенерджи Солар), „Е.В.Т. – Електра Волт Трейд“ АД (ФЕЦ Е.В.Т. – Електра Волт Трейд), „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД (ФЕЦ PV-центра 1), „Би Си Ай Казанлък 2“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 3“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 4“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 5“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 6“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 7“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 8“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 9“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 10“ ЕООД, „Уинд Форс БГ“ ЕООД (ФЕЦ Чобанка) и „Екосолар“ ЕООД (ФЕЦ Екосолар) 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	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	195,19 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	0,91816
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	395,67 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), „Ветроком“ ЕООД (ВяЕЦ Ветроком) и „ЕВН-Каварна“ ЕООД (ВяЕЦ Каварна) 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	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	217,17 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	1,02152
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	440,21 лв./MWh

6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи (ВЕЦ) 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	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	188,07 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	0,88464
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	381,23 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	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	191,61 лв./MWh
3	Групов коефициент Kb (p.2/p.1)	0,90131
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	388,41 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 § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., съответно за оператора на електропреносната мрежа, операторите на електроразпределителни мрежи и групите производители е, както следва:

1. Независим преносен оператор – 421,08 лв./MWh;
2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 446,78 лв./MWh;
3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 427,46 лв./MWh;
4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 395,67 лв./MWh;
5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 440,21 лв./MWh;

6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 381,23 лв./MWh;

7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 388,41 лв./MWh.

II. ПРОИЗВОДИТЕЛИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

При утвърждаване на цените на енергийните предприятия, получили лицензия за дейностите „производство на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка в КЕВР са постъпили заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия от следните производители: заявление с вх. № Е-14-24-5 от 31.03.2022 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление с вх. № Е-13-12-4 от 31.03.2022 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2022 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-34-3 от 01.04.2022 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД, заявление с вх. № Е-14-09-4 от 01.04.2022 г. от „Топлофикация Русе“ АД и заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2022 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) относно водноелектрическите централи, собственост на дружеството.

КЕВР определя прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик сключва сделки с крайните снабдители – чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ. 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-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.2., на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 55,01 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 858 220 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 601 067 MWh.

Със заявление с вх. № Е-14-24-5 от 31.03.2022 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия – 63,82 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 226 231 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 118 523 хил. лв.; консумативи – 1 628 хил. лв.; други променливи разходи – 2 000 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 1 950 хил. лв.; вноски за фонд „Радиоактивни отпадъци“ и за фонд „Извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения“ – 104 080 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 700 945 хил. лв., в т.ч.: разходи за заплати – 166 210 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 73 621 хил. лв.; социални разходи – 27 998 хил.

лв.; разходи за амортизации – 204 068 хил. лв.; разходи за ремонт – 119 769 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 137 278 хил. лв.;

- Възвръщаемост – 64 062 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 15 531 042 MWh;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 16 185 249 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 и разходи, произтичащи от лицензионни и нормативни изисквания;

– цената на електрическата енергия осигурява икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала от 2,9%, при оборотен капитал 78 093 хил. лв. и регулаторна база на активите 2 226 104 хил. лв.;

– 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 фактори: проектни характеристики на ядрените блокове с отчитане на въздействието на характерните за площадката околни условия (температура/ниво на водоизточника) върху изходната електрическа мощност; оптимално натоварване на мощностите с отчитане на спецификата на експлоатация: работа в базов режим; работа мощностен ефект в края на горивната кампания преди спиране за планов годишен ремонт (ПГР); допустими скорости на изменение на товара при планови преходни режими; съгласуван с ЕСО ЕАД график за работа на ядрено-енергийните блокове (ЯЕБ) през 2022 г. съгласно процедурата в Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС); прогнозни режими на работа на ЯЕБ през 2022 г. – 2023 г. съгласно плана за развитие на дружеството; планови престои за ПГР – 40 календарни дни на ЯЕБ № 6 през второ полугодие на 2022 г., 40 календарни дни на ЯЕБ № 5 през първо полугодие на 2023 г.; допустима непланова неготовност – 1%, при световна тенденция за АЕЦ в експлоатация – до 3%; прогнозен размер на производство (бруто) за регулаторния период при така планираните експлоатационни режими в размер на 16 379 550 MWh;

– прогнозен размер на собствените нужди (бруто производство, намалено с търговски нетен износ в ЕЕС) на база прогнозни експлоатационни режими, в размер на 848 508 MWh, от които 22 800 MWh очакваното потребление на директно присъединени към вътрешната електрическа мрежа на централата клиенти по реда на чл. 119, ал. 2 от ЗЕ, т.е. реални собствени нужди – 825 708 MWh (5,04 % от прогнозното бруто производство);

– 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 топлинна енергия;

– прогнозният размер на средствата за работни заплати и осигурителни вноски е завишен с 11,4% спрямо отчетения за 2021 г.;

– разходите за амортизации за обекти от електропроизводството са прогнозирани в размер на 204 068 хил. лв. при използване на линеен метод на амортизация, съгласно счетоводните политики на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и в зависимост от техническия полезен живот на активите. В отчетните и в прогнозните разходи не са включени разходите за амортизация на активите, придобити по безвъзмезден начин, в размер на 3 960 хил. лв. Прогнозният размер на амортизациите е със 17% по-висок от отчетната стойност на амортизационните отчисления за 2021 г. в резултат на извършена оценка от лицензиран оценител на справедливата стойност на имоти, машини, съоръжения и транспортни средства

на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД към 31.12.2021 г. Оценката е извършена съгласно изискванията на МСС16 и МСФО 13, както и при спазване на изискванията на Международни стандарти за оценка и е отразена в счетоводните отчети на дружеството за 2021 г.;

- обемът на дейностите за техническо обслужване и ремонт (ТОиР) през 2021 г., предходния и предстоящия регулаторен период е съобразен с изискуемата периодичност, вид и обхват на дефектовката съгласно дългосрочния перспективен ремонтен график. Предвидените средства за ремонт за регулаторния период са на стойност 119 769 хил. лв. и не включват разходи, които увеличават стойността на активите;

- разходите, пряко свързани с дейността по лицензията за производство на електрическа енергия, са прогнозирани на база нормативни изисквания и сключени договори;

- ядреното гориво е на стойност 118 523 хил. лв., като разходите за осигуряването му не са обвързани със и съответно не са определени на база специфичен разход на условно гориво, поради неприложимостта му за технологията на електропроизводство от ядрено гориво. Реално измеримият показател за икономическа ефективност на атомната централа е горивната компонента, отразяваща разходите за свежо ядрено гориво за производството на единица електрическа енергия. Технологията на електропроизводство от ядрено гориво при четиригодишен горивен цикъл изисква частично презареждане на активната зона на реактора всяка година. Броят на свежите касети и компановката на активната зона са определени след анализ на резултатите от предходната горивна кампания и провеждане на специализирани неутронно-физични разчети, при които характеристиките на активната зона се оценяват за съответствие с приоритетните изисквания за обезпечаване на безопасността на ядрените инсталации, дефинирани в ТОВ (техническа обосновка на безопасността), ТР (технологичен регламент) за безопасна експлоатация и лицензиите за експлоатация на ядрените съоръжения, както за текущата, така и за следващите четири горивни кампании; отчитат се планираните графици за натоварване на ЯЕБ и продължителността на необходимите планови ремонти с оглед постигане на безопасна и ефективна експлоатация и планираното електропроизводство; предвижда се зареждане на блок № 6 с 42 броя свежи топлоотделящи касети (ТОК) тип ТВСА-12 и 48 броя свежи ТОК тип ТВСА на блок № 5; към стойността на горивото и кластерите за зарядките са добавени и съпътстващите ги задължителни разходи по доставката (разрешения от АЯР, транзитни и други такси); цените на отделните типове ТОК, които ще бъдат заредени в активните зони на реакторите, са предвидени съгласно действащия договор за доставка на свежо ядрено гориво;

- регулаторната база на активите (РБА) е определена на база на стойността на активите към 31.12.2021 г., пряко свързани с дейността производство на електроенергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и възлиза на 2 226 104 хил. лв. Необходимият оборотен капитал, като част от РБА, възлиза на 78 093 хил. лв. и е изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не са включени разходите за амортизации и разходите за обезценка на несъбираеми вземания;

- нормата на възвръщаемост (НВ) е 2,88 %, при НВ на собствения капитал – 2,59 %.

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 коригирани до отчетените през 2021 г., тъй като увеличението им със 17% спрямо базисната години се дължи не на реално извършени инвестиции, а на извършена преоценка от лицензиран оценител на справедливата стойност на имоти, машини, съоръжения и транспортни средства.

– Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са коригирани от 137 278 хил. лв. на 127 806 хил. лв., тъй като разходите за канцеларски материали, работно облекло, материали за текущо поддържане, пощенски разходи, телефони и абонаменти, абонаментно поддържане, експертни и одиторски разходи, проверка на уреди, научни разработки и документации, са признати на ниво отчет през 2021 г.;

– Извършена е корекция на прогнозата на дружеството относно произведената нетна електрическа енергия от 15 531 042 MWh на 15 650 833 MWh, представляваща отчетеното през базисната година нетно производство. През 2020 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е произвело 15 787 268 MWh, през 2021 г. 15 650 833 MWh, а предвиденият за следващия регулаторен период 1% запас за непредвидени престои представлява обстоятелство със случаен и извънреден характер, което не следва да се отчита за целите на ценовото регулиране.

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	15 531 042	15 650 833
2	Променливи разходи	хил.лв.	226 231	226 231
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	700 945	663 816
4	Възвръщаемост	хил.лв.	64 062	64 062
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	991 238	954 109
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	63,82	60,96

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изчислена в размер на 60,96 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 954 109 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 650 833 MWh.

2. „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД

С Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., в частта по т. II.3.1., КЕВР е утвърдила за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. на НЕК ЕАД цена за производство на електрическата енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 83,43 лв./MWh, без ДДС.

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

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2022 г. за утвърждаване на цени, дружеството е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 94,64 лв./MWh, без ДДС, формирана при следните условия:

– Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. от 3 178 843 MWh, като количеството електрическа енергия е определено съгласно чл. 19, ал. 3 от НРЦЕЕ на база средногодишното производство за последния 11-годишен период;

– Условно-постоянните разходи са прогнозирани на базата на отчета за 2021 г., като е предвидено увеличение на елементите, върху които има влияние инфлацията. Увеличението е с прогнозен среден процент инфлация в размер на 5,6%, отразяващ актуалния процент инфлация, заложен в приетия държавен бюджет;

– Дружеството обосновава прогнозираните по-високи с 895 хил. лв. разходи за ремонт за следващия регулаторен период спрямо отчетените през 2021 г. с необходимостта от гарантиране безопасността и сигурността на съоръженията, както и подобряване състоянието на сградния фонд и прилежащите терени;

– Разходите за работно облекло, данъци и такси, застраховки, командировки, охрана на труда, членски внос и разходи за международни организации са прогнозирани на нивото на отчета за 2021 г.;

– Разходите за въоръжена охрана са прогнозирани съгласно сключените договори, като в тях е отразено и увеличението на минималната работна заплата за страната;

– Разходите за персонал са индексирани с 5,6%;

– Разходите за безплатна храна са прогнозирани съгласно условията в колективния трудов договор (КТД) и Наредба № 11 от 21.12.2005 г. за определяне на условията и реда за осигуряване на безплатна храна и/или добавки към нея и КТД) и са обвързани с минималната работна заплата за 2022 г.;

– Разходите за амортизации са изчислени по приетия от дружеството метод;

– Останалите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията, са увеличени с 5,6% прогнозна инфлация;

– Разходите за услугата водоподаване са увеличени спрямо базовата година с 5,6% предвид завишените разходи за охрана на обекти и ремонт, които са пряко свързани с изменението на размера на минималната работна заплата;

– НЕК ЕАД включва в цената на ВЕЦ и разходи за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 63 310 хил. лв. Дружеството аргументира тези разходи с намаленото производство от ВЕЦ и необходимостта за производство от ПАВЕЦ за покриване на вечерния пик на потребление, като ПАВЕЦ трябва да работи в помпен режим през нощта, за да осигури необходимата вода за електропроизводство в пиковите часове;

– РБА е изчислена съгласно предварителния отчет за 2021 г. Използваната от дружеството НВ е в размер на 5,44%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 3,225% и НВ на собствения капитал от 7,50%.

2.2. Ценообразуващи елементи на цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД

След анализ на информацията, която се съдържа в подаденото от НЕК ЕАД заявление за утвърждаване на цени и в представения предварителен годишен финансов отчет на дружеството за 2021 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Разходите, пряко свързани с лицензионната дейност, са коригирани от 19 504 хил. лв. на 19 358 хил. лв., като разходите за материали за текущо поддържане, пощенски разходи, телефони, абонаменти и информационни услуги, разходите за абонаментно поддържане, разходите за обучение и квалификация, разходите, класифицирани като други разходи, са признати на ниво отчет 2021 г.;

– Променливите разходи са коригирани от 132 932 хил. лв. на 89 652 хил. лв., в следствие на извършена корекция на разходите за електрическа енергия за работа на помпено-акумулираща водоелектрическа централа „Чаира“ (ПАВЕЦ) в помпен режим от 63 310 хил. лв. на 20 030 хил. лв., предвид обстоятелството, че централата не работи към настоящия момент и в Комисията не е налична информация относно реалния времеви график за приключване на рехабилитационните дейности и преминаване към експлоатация на хидрогенераторите. С писмо с вх. № Е-13-01-6 от 14.03.2022 г. НЕК ЕАД е уведомило КЕВР, че три от общо четирите хидроагрегата (ХА) в ПАВЕЦ „Чаира“ са изведени за рехабилитация (ХА2, ХА3 и ХА4), като към 10.03.2022 г. разполагаемата мощност на централата е 210 MW в генераторен режим и 197 MW в помпен режим, осигурявани от ХА1. Рехабилитацията на ХА1 е планирана да започне веднага след като ХА4 и ХА3 успешно преминат 72-часовите проби в реални експлоатационни условия (по план 31.03.2022 г., съответно 30.04.2022 г.). Проведените проби са неуспешни, ХА1 е спрял и към настоящия момент няма работещи ХА. В горното писмо дружеството твърди, че рехабилитацията на централата не води до негативни ефекти, тъй като НЕК ЕАД разполага с достатъчно гъвкави

мощности за задоволяване на регулирания пазар, респ. за обезпечаване участието си на свободен пазар.

- Предложените стойности на РБА и НВ не са коригирани.

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	3 178 843	3 178 843
2	Променливи разходи	хил.лв.	132 932	89 652
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	106 224	106 078
4	Възвръщаемост	хил.лв.	61 697	61 697
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	300 853	257 427
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	94,64	80,98

Предвид гореизложеното, цената на НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството, е изчислена в размер на 80,98 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 257 427 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 178 843 MWh.

3. „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

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

Със заявление с вх. № Е-13-12-4 от 31.03.2022 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 244,78 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 40,48 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 299,03 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 1 774 875 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 285 349 хил. лв., консумативи – 23 870 хил. лв., други променливи разходи – 1 465 657 хил. лв. (такса услуга водоползване – 170 хил. лв., енергия за производствени нужди – 695 хил. лв., депониране на пепелина – 3 829 хил. лв., разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 1 460 963 хил. лв.);

- Нетна електрическа енергия – 7 250 804 MWh;
- Условно-постоянни разходи – 317 225 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 76 089 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 9 715 901 MW*h.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 7 250 804 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 1 774 875 хил. лв., като дружеството включва горива за производство: местни въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД, мазут и природен газ, разходи за закупени квоти за въглеродни емисии, 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, добивани от „Мини Марица изток“ ЕАД в Източномаришкия енергиен комплекс, които се характеризират от една страна с високо сярно и пепелно съдържание и влажност, а от друга и с много ниска калоричност. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 281 079 хил. лв. при нова цена на въглищата от 01.03.2022 г. в размер на 87,35 лв./тУГ;

– Предвидените разходи за гориво за разпалване са на обща стойност 4 270 хил. лв. и включват разходи за мазут – 1 518 хил. лв. и разходи за природен газ – 2 751 хил. лв. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база прогнозна цена 1 355,38 лв./х.нм3 с включена цена за пренос и прогнозна цена за достъп през газопреносната мрежа;

– При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за варовик формирани от количеството варовик 671 622 тона, използвано за сероочистване на димните газове, като сключените договори за доставка са с действаща цена за тон варовик в размер на 34,23 лв./тон. Планираните разходи за варовик възлизат на 22 990 хил. лв.;

– Разходите за водоползване се формират съгласно чл. 10, ал. 1 от Тарифата за таксите за водовземане за ползване на воден обект и декларация по чл. 194б от Закона за водите за изчисляване на дължимата такса по утвърден образец от министъра на околната среда и водите за разрешено ползване на воден обект за 2018 г. на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД;

– Разходите за квоти за парникови газове са формирани въз основа на очакването на дружеството да емитира 9 515 648 тона парникови газове, като цялото количество следва да бъде закупено по пазарни цени. Общата стойност на разходите за квоти за новия регулаторен период е изчислена на 1 460 963 хил. лв., като за изчислението е използвана цена от 78,50 евро/тон на база информация от сайта www.investing.com от търговската сесия на 30.03.2022 г.

Условно-постоянните разходи, заявени от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, включват пет основни групи: 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 317 225 хил. лв.

В заявлението си дружеството е представило информация за отделните групи условно-постоянни разходи:

– Планираните средства за работни заплати и осигуровки за новия ценови период се увеличават с 15% спрямо отчетените за 2021 г. и възлизат на 81 647 хил. лв. Увеличението се дължи нов КТД за периода 01.01.2022 г. – 31.12.2023 г., сключен на 26.11.2021 г., и анекс към него от 12.01.2022 г., който предвижда размерът на основните месечни трудови възнаграждения в „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да се повишат с процента на увеличение на минималната работна заплата за страната;

– Разходите, свързани със социални осигуровки, възлизат на 35 296 хил. лв., като според дружеството тяхната стойност е в съответствие със социално-осигурителното законодателство. Общата стойност на тези разходи също се увеличава през новия регулаторен период съобразно предвидения ръст на работните заплати;

– Планираните разходи за амортизации през новия ценови период възлизат на 137 469 хил. лв. Според „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД приложимата счетоводна политика за тяхното отчитане е съобразена с изискванията на КЕВР за прилагане на линеен метод на амортизация, спрямо полезния живот на активите;

– Дружеството посочва, че ремонтната програма за 2021–2022 г. е на стойност 29 534 хил. лв. и завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2021 г., се дължи на планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение, както и най-вече на значителното повишение на цените на материалите, суровините и услугите в резултат на инфлацията, която по данни на Националния статистически институт (НСИ) за индекса на

потребителските цени за периода от месец януари 2021 г. до месец януари 2022 г. възлиза на 9,2%;

– Планираните от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД разходи за новия ценови период, пряко свързани с дейността на лицензията, възлизат на 32 649 хил. лв. и се увеличават с 15,45% спрямо отчетените за 2021 г. поради по-високите разходи за персонал, ремонти, амортизации и застраховки.

Изчислената от дружеството РБА възлиза на 1 737 607 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал в размер на 185 250 хил. лв. или 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходи за амортизации. Използваната от дружеството НВ на собствения капитал (НВск) за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 5%, а на привлечения капитал (НВпк) – 3,94%, като среднопретеглената цена на капитала е 4,38%. В стойността на РБА не е включен преоценъчен резерв.

Искане за компенсиране на разходи по чл. 35 от ЗЕ

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е представило и искане на основание чл. 35 от ЗЕ за признаване и компенсиране на разходи за количествата електрическа енергия, предоставени на обществения доставчик за нуждите на регулирания пазар, съгласно Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г., Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. и Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, както и Заповед № Е-РД-16-295 от 25.06.2020 г., Заповед № Е-16-377 от 05.05.2021 г. и Заповед № Е-РД-16-479 от 25.06.2021 г. на министъра на енергетиката с оглед гарантиране сигурността на доставките на електрическа енергия.

Искането на дружеството включва компенсации в общ размер на 177 957 хил. лв. за следните разходи:

1. Разходи за квоти за въглеродни емисии, подлежащи на компенсиране във връзка с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР за периода от 01.01.2021 г. до 30.06.2021 г. в размер на 114 157 хил. лв., в т.ч.:

1.1. Некомпенсирани разходи поради разлика в цената, използвана в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в размер на 43,21 евро/тон, и действителните цени, по които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е закупувало необходимите квоти, в размер на 109 986 хил. лв., представени в следващата таблица:

Период Н1 2021	Количество ел. енергия, MWh	Количество квоти за въглеродни емисии	Стойност, лв.	Цена, EUR/t	Цена, призната от КЕВР, EUR/t	Разлика, EUR/t	Некомпенсира ни разходи, лв.
м.01	268 900	361 018	41 477 482	58,74250	43,21	15,5325	10 967 340
м.02	221 760	297 729	43 790 965	75,20250	43,21	31,99250	18 629 467
м.03	200 610	269 333	43 386 058	82,36250	43,21	39,15250	20 624 345
м.04	148 968	200 000	31 051 735	79,38250	43,21	36,17250	14 149 452
	111 726	150 000	23 546 971	80,26250	43,21	37,05250	10 870 258
	45 281	60 794	9 390 046	78,97250	43,21	35,76250	4 252 259
м.05	111 725	150 000	23 168 518	78,97250	43,21	35,76250	10 491 806
	161 425	216 724	31 774 752	74,96250	43,21	31,75250	13 459 101
м.06	133 890	70 000	12 457 956	90,99500	43,21	47,78500	6 542 154
м.01 – 06	1 404 285	1 775 598	260 044 480	74,88104	43,21	31,67104	109 986 182

1.2. Некомпенсирани разходи за квоти за въглеродни емисии в размер на 4 171 хил. лв., поради разлика от 67 328 тона емисии, дължаща се на коефициента, приложен съгласно

Верификационен доклад за 2021 г. Емитираните квоти във връзка с продажбите на НЕК ЕАД през първото полугодие на 2021 г. са 1 842 926 тона, като разликата е остойностена по средната цена на всички сделки за периода 74,88 евро/тон.

Дружеството посочва, че разходите за покупката са реално извършени след 01.07.2021 г. и не са били включени и предявени като искане за компенсиране към подадените заявления до КЕВР за предходния регулаторен период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. Прилаганият от централата механизъм за закупуване на квоти е въз основа на сключен с „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД) Рамков договор № 17460 от 16.07.2021 г. за покупко-продажба на квоти за емисии на парникови газове, изменен с Анекс №1 от 01.11.2021 г. Закупуването на по-късен етап на необходимите квоти за въглеродни емисии е обвързано и с получаването на компенсацията от 111 017 хил. лв., предвидена в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., която се получава разсрочено.

2. Некомпенсирани разходи за квоти за въглеродни емисии за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г. поради разлика в цената, използвана в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., в размер на 51,00 евро/тон, и действителните цени, по които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е закупувало необходимите квоти, в размер на 55 152 хил. лв., представени в следващата таблица:

Период Н2 2021 Н1 2022	Количество ел. енергия, MWh	Количество квоти CO2	Стойност, лв.	Цена, EUR/t	Цена, признат а от КЕВР EUR/t	Разлика EUR/t	Некомпенсира ни разходи, лв.
м.07/2021	100 440,00	135 021,00	14 406 121,77	54,55250	51,00	3,55250	938 137,53
м.08/2021	95 976,00	129 020,00	15 461 575,36	61,27250	51,00	10,27250	2 592 174,84
м.09/2021	82 080,00	110 339,00	13 790 435,97	63,90250	51,00	12,90250	2 784 415,33
м.10/2021	84 930,00	114 171,00	13 186 368,15	59,05250	51,00	8,05250	1 798 115,74
м.11/2021	82 080,00	110 339,00	16 229 024,85	75,20250	51,00	24,20250	5 223 004,21
м.12/2021	84 816,00	114 017,00	17 742 267,96	79,56250	51,00	28,56250	6 369 376,64
м.01/2022	84 797,00	113 992,00	19 820 163,73	88,90000	51,00	37,90000	8 449 766,09
м.02/2022	76 568,00	100 485,00	16 314 086,25	83,01000	51,00	32,01000	6 290 975,80
м.03/2022	84 817,00	105 907,00	16 260 182,89	78,50000	51,00	27,50000	5 696 242,41
м.04/2022	82 192,00	102 630,00	15 757 056,38	78,50000	51,00	27,50000	5 519 987,90
м.05/2022	84 932,00	106 051,00	16 282 291,60	78,50000	51,00	27,50000	5 703 987,50
м.06/2022	56 372,00	70 389,00	10 807 010,05	78,50000	51,00	27,50000	3 785 895,24
м.07/2021 м.06.2022	1 000 000	1 312 361	186 056 584,97	72,48708	51,00	21,48708	55 152 079,22

3. Некомпенсирани разходи за периода 01.03.2022 г. – 30.06.2022 г. във връзка с нова цена на въглищата, считано от 01.03.2022 г., в размер на 87,35 лв./тУГ, водеща до разходи за въглища над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 1 415 хил. лв.;

4. Некомпенсирани разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. във връзка с повишаване на цените на горивата за разпалване (мазут и природен газ), водещи до разходи за горива за разпалване над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 173 хил. лв.;

5. Некомпенсирани разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. във връзка с повишаване на цените на варовик, използван в процеса на сероочистване, вследствие сключени нови договори за доставка, водещи до разходи за варовик над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 347 хил. лв.;

6. Некомпенсирани разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. във връзка с по-

високите разходи за персонал, водещи до разходи за персонал над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 1 514 хил. лв.;

7. Некомпенсирани разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. във връзка с високите разходи за амортизации, водещи до разходи за амортизации над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 4 664 хил. лв.;

8. Некомпенсирани разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. във връзка с високите разходи за ремонти, водещи до разходи за ремонти над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 464 хил. лв.;

9. Некомпенсирани разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. във връзка с високите разходи за застраховки поради сключен нов договор за застраховка, водещи до разходи за застраховки над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 71 хил. лв.;

Във връзка с направеното искане по чл. 35 от ЗЕ „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД излага и следните допълнителни аргументи:

– „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е включено 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;

– Енергийна сигурност и гарантиране на снабдяването с електрическа енергия не означават и не се свеждат единствено до статистически данни за възникнали тежки аварии и предприети действия за тяхното отстраняване съгласно ПУЕЕС. Осигуряването за енергийната сигурност, като стратегическа инфраструктура, е непрекъснат процес и оценката за нейния успех е наличието на непрекъснати енергийни доставки за всички потребители на територията на Р България. В хипотезата на либерализиран пазар на електрическа енергия, обаче, вменените на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД задължения към обществото не могат да бъдат изпълнявани и финансирани на пазарен принцип;

– Признаването и компенсирането на извършените разходи по чл. 35 от ЗЕ имат за цел да осигурят безопасната техническа експлоатация на съществуващите съоръжения на централата с оглед гарантиране на енергийните доставки.

3.2. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, условно-постоянните разходи на дружеството са коригирани от 317 225 хил. лв. на 289 871 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за амортизации, социалните разходи, разходите за канцеларски материали и материали за текущо поддържане, до нивото, отчетено през базисната година. Освен че дружеството не е обосновало завишените разходи за амортизации, приложимият за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД метод за регулиране не предполага предварително включване в РБА на активи, съответно признаване на амортизации за тях, вследствие на изпълнение на текущи инвестиционни дейности през периода, за който се утвърждават цени, като активите, съответно амортизацията се отразяват след въвеждането им в експлоатация, т.е. отчетени през базисната година.

Предложената от дружеството стойност на разходите за квоти за въглеродни емисии в размер на 1 460 963 хил. лв.³ е преизчислена на 1 699 183 хил. лв.⁴

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	7 250 804	7 250 804
2	Променливи разходи, в т.ч.:	хил.лв.	1 774 875	2 013 096
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил.лв.	1 460 963	1 699 183
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	317 225	289 871
4	Възвръщаемост	хил.лв.	76 089	76 089
5	Необходим годишни приходи	хил.лв.	2 168 190	2 379 056
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	299,03	328,11

По отношение на искането за компенсиране на разходи по чл. 35 от ЗЕ.

1. Искането за компенсиране на 114 157 хил. лв. за периода от 01.01.2021 г. до 30.06.2021 г. е неоснователно. В Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. КЕВР е предвидила компенсация в размер на 80 473 хил. лв. за горния период, като не приема за икономически обоснована практиката на дружеството да закупува квоти за въглеродни емисии след приключване на календарната година/регулаторния период, за която са относими, като в тази връзка счита, че за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите на основание чл. 23, т. 4 от ЗЕ, възникналите допълнителни разходи следва да се остойностят по средната цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на ЕЕХ, съответно за H1 2021 – 43,21 €/MWh. Поради бездействието и закъснелите действия на дружеството за закупуване на квоти след 01.07.2021 г., относими за предходното полугодие, при средна цена с 60% по-висока от относимата за периода, клиентите не следва да бъдат ошетени с допълнителни над 100 млн. лв.

Разликата от 67 328 тона квоти за въглеродни емисии, която се дължи на коефициента, приложен съгласно издадения Верификационен доклад за 2021 г. и съответно емитираните квоти във връзка с продажбите на НЕК ЕАД, на стойност 5 690 хил. лв. (остойностена по приложената от КЕВР средна цена за квоти за въглеродни емисии през първото полугодие на 2021 г.) не следва да се прибавя, а да се извади от признатите разходи за квоти в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.

2. Основателно е искането на дружеството за компенсация на разходи за квоти за въглеродни емисии за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г., възникнали поради разлика в цената, използвана в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., в размер на 51,00 евро/тон, и действителните цени, по които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е закупувало необходимите квоти. В тази връзка размерът на компенсацията е остойностен по средната цена на квоти за въглеродни емисии на проведените първични търгове на ЕЕХ за периода 01.07.2021 – 30.06.2022 г. от 71,23⁵ €/тон, в размер на 51 925 хил. лв.

3. Основателно е искането на дружеството за компенсация на разходи за периода 01.03.2022 г. – 30.06.2022 г. във връзка с нова по-висока цена на въглищата, считано от 01.03.2022 г., в размер на 87,35 лв./тУГ, водеща до разходи за въглища над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 1 415 хил. лв.;

4. Останалите искания са неоснователни, тъй като една част от тях са свързани с управленски решения в несъответствие с определената регулаторна рамка, други с

³ Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 78,50 €/тон

⁴ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 91,30 €/тон

⁵ Стойността е изчислена, като са взети предвид отчетните данни до 30.04.2022 г. и прогноза за м. май и м. юни за цени на емисиите в размер на 80,00 €/тон

договорени търговски взаимоотношения извън контрола на Комисията. По отношение на разходите за персонал следва да се има предвид, че в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР тези разходи са признати на нивото, заявено от дружеството, но въпреки това то претендира за допълнителна компенсация.

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е изчислена в размер на 328,11 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 2 379 056 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 7 250 804 MWh.

4. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2022 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 542,50 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 27,19 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 685,31 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани от дружеството при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 237 640 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 129 229 хил. лв.; гориво за разпалване (мазут) – 5 262 хил. лв.; консумативи – 103 149 хил. лв., от които разходи за закупени квоти за емисии CO₂ – 68 195 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 49 978 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 12 550 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 2 299 380 MW*h;
- Нетна електрическа енергия – 438 000 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложили параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 504 000 MWh;
- собствени нужди – 13,10%;
- нетна електрическа енергия – 438 000 MWh;
- брутен специфичен разход условно гориво, при средна калоричност на суровините 2006 kcal./кг. – 388,7 г.у.г./kWh;
- нетен специфичен разход условно гориво – 447,22 г.у.г./kWh;
- разход на мазут – 3 600 тона.

Дружеството обосновава размера на променливите разходи на база сключени анекси към рамковите договори за доставки на горива. В разходите за консумативи са запазени отчетените за базовата година стойности, индексирани според официално отчетената инфлация. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД включва в разходите за квоти за въглеродни емисии емитираните през 2021 г. по цена от 88,80 €/тон, каквато цена е записана и в годишния финансов отчет на дружеството, спазвайки Международните счетоводни стандарти за оценка на позиции (задължения).

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

- Разполагаеми два енергийни блока, тъй като един блок е в топлофикационен режим;
- Времетраене на съгласуваните периоди за ремонт на блок – 180 дни;
- Времетраене на несъгласувани по време престои за поддръжка – 5%;
- Обща брутна разполагаема мощност – 2 299 380 MW*h;
- Норма на възвръщаемост на капитала – 7,65%, при оборотен капитал 45 151 хил. лв. и регулаторна база на активите – 164 055 хил. лв.

Дружеството разпределя постоянните разходи на централата в съответствие с относителния дял в производството на електрическа енергия през отчетния период на топлофикационната част и на кондензационната част, без да посочва конкретни стойности.

За регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозира разходите за заплати да са в размер на 18 456 хил. лв., съответстващи на разходите за заплати през 2021 г., увеличени с 10%, поради дългия период, в който заплатите не са коригирани и настъпилата инфлация в страната. Начисленията, свързани с работните заплати, които „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозира, са 4 477 хил. лв. за осигурителни вноски по нормативни документи.

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД предвижда амортизационни разходи в размер на 10 187 хил. лв., формирани на база отчет 2021 г. и прогноза по амортизационния план за 2022 г. за дълготрайните материални активи на централата. Разходите за ремонти са 10 419 хил. лв., като се предвижда ремонт на блокове № 1 и № 2 и основен ремонт на блок № 3. Дружеството посочва, че предвидените разходи съответстват на заложените обеми, като повишената аварийност на основните съоръжения е основен фактор за това по значимо планиране на средства.

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са 5 676 хил. лв., определени на база отчет 2021 г. и отразена инфлация от 10%.

4.2. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, условно-постоянните разходи на дружеството са коригирани от 49 978 хил. лв. на 49 851 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи до нивото, отчетено през базисната година.

По отношение на променливите разходи на дружеството, разходите за хидратна и негасена вар за сероочистваща инсталация и разходите за депониране са коригирани до стойностите, отчетени през базисната година. 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 разходите на производителите, съставляващи дължими на ФСЕС вноски в размер на 5% от приходите от продадената електрическа енергия, без ДДС. Разходите за квоти за въглеродни емисии са произчислени от 68 195 хил. лв.⁶ на 70 115 хил. лв.⁷

НОК е коригиран от 45 151 хил. лв. на 34 118 хил. лв., с оглед на което и РБА, част от която е оборотният капитал, е произчислена от 164 055 хил. лв. на 153 023 хил. лв. Посочената корекция на оборотния капитал е направена въз основа на разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която 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 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	438 000	438 000
2	Променливи разходи	хил.лв.	237 640	233 284
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни	хил.лв.	68 195	70 115

⁶ Стойността е изчислена от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 88,80 €/тон

⁷ Стойността е произчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 91,30 €/тон

	емисии			
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	49 978	49 851
4	Възвръщаемост	хил.лв.	12 550	11 706
5	Необходим годишни приходи	хил.лв.	300 168	294 840
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	685,31	673,15

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е изчислена в размер на 673,15 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 294 840 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 438 000 MWh.

5. „ТЕЦ МАРИЦА 3“ АД

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

Със заявление с вх. № Е-14-34-3 от 01.04.2022 г. „ТЕЦ Марица 3“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 392,80 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 23,16 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 505,43 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 53 028 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 16 706 хил. лв.; консумативи – 430 хил. лв.; други променливи разходи – 12 159 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 159 хил. лв. и закупена електрическа енергия – 12 000 хил. лв., разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 22 457 хил. лв.; разходи за абсорбент – 1 276 хил. лв.;

- Условно-постоянни разходи – 12 512 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 2 693 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 656 640 MW*h;
- Нетна електрическа енергия – 135 000 MWh.

Производствената програма на „ТЕЦ Марица 3“ АД за новия ценови период предвижда производството на 135 000 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 53 028 хил. лв., като в нея дружеството включва горива за производство: местни въглища - 162 685 т., биомаса и природен газ, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: енергия за собствени нужди, депониране на пепелина и разходи за закупени квоти за въглеродни емисии. Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е 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 7 914 хил. лв. Очаква се специфичният разход на условно гориво за бруто произведена електрическа енергия да е 434,1 гуг./kWh. Разходи за биомаса – 4 050 хил. лв. Действаща средна цена на гориво – 246,61 лв./тУГ;

– разходите за газ за разпалване и стабилизиране на горивния процес са на обща стойност 4 742 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 1 000 х.нм3. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база утвърдената от КЕВР цена;

– по отношение разходите за консумативи дружеството посочва, че с най-голяма тежест са разходите за варовик и хидратна вар, формирани от количеството им, използвано

за сероочистване на димните газове до постигане на екологичните стандарти. Планираните разходи за варовик и хидратна вар възлизат на 1 276 хил. лв.

По отношение на условно-постоянните разходи дружеството планира средства за работни заплати и осигуровки за регулаторния период 01.07.2022 – 30.06.2023 г. в размер на 3 809 хил. лв. Предвидено е увеличение на средствата за работна заплата 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 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. са по-високи спрямо отчетените през 2021 г., като прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „ТЕЦ Марица 3“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот. Дружеството посочва, че в периода 2011 г. – 2020 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 новия период на стойност 1 950 хил. лв. Дружеството обосновава завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2021 г., с планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение.

Планираното увеличение на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, е свързано с извършен предварителен анализ и оценка на влиянието на някои външни фактори върху общия обем на разходите, като например увеличение в цените на горивата води до увеличение на общия обем разходи за автотранспорт. Дружеството планира и вътрешна оптимизация на разходите за материали за текущо поддържане, работно облекло, служебни карти за пътуване и др.

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 15 560 хил. лв.

„ТЕЦ Марица 3“ АД заявява норма на възвръщаемост на собствения капитал за определяне на цената за разполагаемост в размер на 17,31%. Според дружеството това е минимално необходимата възвръщаемост, която има за цел да обезпечи финансовите разходи по дългосрочни кредити.

5.2. Ценообразуващи елементи

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД, се установява, че предвид ниската степен на функциониране на централата през базисната година не е възможно да се извърши пълен анализ и оценка на предлаганите от дружеството стойности на отделните групи разходи. В тази връзка предложените от „ТЕЦ Марица 3“ АД стойности на условно-постоянните и променливите разходи не са коригирани.

Предвид факта, че „ТЕЦ Марица 3“ АД е с отрицателен собствен капитал, предложената от дружеството норма на възвръщаемост не е коригирана.

Разходите за квоти за въглеродни емисии са преизчислени от 22 457 хил. лв.⁸ на 22 782 хил. лв.⁹

⁸ Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица 3“ АД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 90,00 €/тон

⁹ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 91,30 €/тон

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	135 000	135 000
2	Променливи разходи в т.ч.	хил.лв.	53 028	53 354
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил.лв.	22 457	22 782
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	12 512	12 512
4	Възвръщаемост	хил.лв.	2 693	2 693
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	68 233	68 559
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	505,43	507,84

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД е изчислена в размер на 507,84 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 68 559 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 135 000 MWh.

6. „ТОПЛОФИКАЦИЯ РУСЕ“ АД

6.1. Анализ и оценка на предоставената от „Топлофикация Русе“ АД прогнозна информация.

Със заявление с вх. № Е-14-09-4 от 01.04.2022 г. „Топлофикация Русе“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 548,39 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 19,63 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 568,03 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 74 246 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 50 006 хил. лв., от които вносни въглища – 26 041 хил. лв. и мазут – 23 966 хил. лв.; консумативи – 80 хил. лв.; други променливи разходи – 24 160 хил. лв., от които разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 23 994 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 2 422 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 76 хил. лв.; начисления, свързани с работните заплати – 20 хил. лв.; разходи за амортизации – 1 401 хил. лв.; разходи за ремонт – 805 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 120 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 236,5 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 135 388 MW*h;
- Нетна електрическа енергия – 135 388 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложили параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 153 600 MWh;
- собствени нужди – 11,86%;
- нетна електрическа енергия – 135 388 MWh;
- брутен специфичен разход условно гориво – 371,7 г.у.г./kWh;
- нетен специфичен разход условно гориво – 421,65 г.у.г./kWh.

6.2. Ценообразуващи елементи

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „Топлофикация Русе“ АД, условно-постоянните разходи са

коригирани от 2 422 хил. лв. на 2 322 хил. лв., в резултат на корекция на разходите за амортизации до нивото, отчетено през базисната година. Освен че дружеството не е обосновало завишените разходи за амортизации, приложимият за „Топлофикация Русе“ АД метод за регулиране не предполага предварително включване в РБА на активи, съответно признаване на амортизации за тях, вследствие на изпълнение на текущи инвестиционни дейности през периода, за който се утвърждават цени, като активите, съответно амортизацията се отразяват след въвеждането им в експлоатация, т.е. отчетени през базисната година. Стойностите на променливите разходи не са коригирани, с изключение на разходите за закупени квоти за въглеродни емисии, които са преизчислени от 23 994 хил. лв.¹⁰ на 24 340 хил. лв.¹¹

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „Топлофикация Русе“ АД, са както следва:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	135 388	135 388
2	Променливи разходи в т.ч.	хил.лв.	74 246	74 594
2.1.	квоти за въглеродни емисии	хил.лв.	23 994	24 340
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	2 422	2 322
4	Възвръщаемост	хил.лв.	213	213
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	76 880	77 128
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	567,85	569,68

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „Топлофикация Русе“ АД е изчислена в размер на 569,68 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 77 128 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 135 388 MWh.

III. 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 прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественят доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественят 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 общественят доставчик НЕК ЕАД изкупува електрическата енергия от централи, присъединени към електропреносната мрежа, с обща инсталирана електрическа мощност по-малка от 500 kW, 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.

¹⁰ Стойността е изчислена от „Топлофикация Русе“ АД при прогнозна цена на квоти за въглеродни емисии от 90,00 €/тон

¹¹ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на квоти за въглеродни емисии от 91,30 €/тон

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 – 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2022 г. от НЕК ЕАД, вх. № Е-13-47-14 от 31.03.2022 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД, вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2022 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-16 от 30.03.2022 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-5 от 31.03.2022 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-4 от 31.03.2022 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2022 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, вх. № Е-14-34-3 от 01.04.2022 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД и вх. № Е-14-09-4 от 01.04.2022 г. от „Топлофикация-Русе“ АД. Използвана е и информация, постъпила с допълнително писмо с вх. № Е-13-77-1003 от 13.05.2022 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД.

Въз основа на гореизложеното, за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 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:

- „Електрохолд Продажби“ АД – 4 866 543 MWh;
- „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 279 845 MWh;
- „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 2 938 904 MWh;
- „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – 1 325 MWh.

Предвид отклоненията на прогнозите на крайните снабдители от реално закупените количества от обществения доставчик през последните два ценови периода, както и разминаването в прогнозите на НЕК ЕАД (12 261 639 MWh) и крайните снабдители (11 694 556 MWh) за следващия ценови период, при определянето им са използвани отчетните данни за 2021 г., които са индексирани с 1% – 12 086 618 MWh.

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 33 930 000 MWh, от които 12 086 618 MWh за крайни битови клиенти на регулиран 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, както и разпоредбата на чл. 24, ал. 2 от ЗЕ, според която при изпълнение на правомощието си по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ КЕВР прилага критериите по-ниска цена, сезонност и покриване на върхови товари.

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 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., лв./MWh	Разлика в %
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	60,96	430,94	-85,85%
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	80,98	430,94	-81,21%
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	328,11	430,94	-23,86%
4	„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	673,15	430,94	56,21%
5	„ТЕЦ Марица 3“ АД	507,84	430,94	17,84%
6	„Топлофикация Русе“ АД	569,68	430,94	32,19%

Видно от горната таблица, с оглед изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ и чл. 24, ал. 2 от ЗЕ КЕВР не следва да определя разполагаемост на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД, „Топлофикация Русе“ АД и „ТЕЦ Марица изток 2“ 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 500 kW, и електрическата енергия по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия. Предвид прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. в размер на 430,94 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 е с оглед значително по-ниските цени на тези производители, спрямо предложените такива от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „Топлофикация Русе“ АД. За последните три дружества не може да бъде определена разполагаемост за производство на електрическа енергия за изкупуване от обществения доставчик, тъй като видно от аргументите по-горе по т. II. тяхната регулирана цена би била с повече от 10 на сто над прогнозната пазарна цена по т. I. по-горе – арг. от чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ. На „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, макар и непопадащо в обхвата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ, също не следва да се определя разполагаемост. За да бъде гарантиран принципът по чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ, следва да се съобрази критерия по чл. 24, ал. 2 от ЗЕ за по-ниска цена предвид факта, че цената на дружеството е по-висока от цените на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и на НЕК ЕАД за ВЕЦ, които са съответно с 438 % и 305% по-ниски.

Предвид горните аргументи, следва да бъдат определени разполагаемост, съответно количества електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и на НЕК ЕАД за ВЕЦ, които са негова собственост.

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	ТЕЦ „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“	3 860 000	2 702 000	1 158 000
2	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	5 060 000	2 985 400	2 074 600
3	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 1 MW	352 855	352 855	0
4	Топлофикационни и заводски централи	4 364	4 364	0
5	Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ	9 277 219	6 044 619	3 232 600
6	АЕЦ „Козлодуй“	4 993 200	4 993 200	0
7	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 178 843	1 048 798	2 130 045
9	Общо количество енергия, реализирано от НЕК ЕАД	17 449 262	12 086 618	5 362 645

Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници под 500 kW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2021 г., като са взети предвид условията на § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

Съгласно разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ, КЕВР следва да определи месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественят доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественят доставчик да сключва сделки с крайните снабдители:

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. за закупуване от общественят доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители							
	Производителите в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	ВИ	ОБЩО
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.22	72 371	372 000	200 000	130 000	126	39 587	814 084
авг.22	92 941	372 000	150 000	150 000	197	36 691	801 830
сеп.22	80 759	324 000	100 000	150 000	172	28 241	683 172
окт.22	58 000	260 750	170 000	490 000	190	18 854	997 793
ное.22	107 621	468 000	250 000	250 000	448	12 457	1 088 526
дек.22	87 677	610 080	360 000	325 000	608	10 216	1 393 582
яну.23	69 504	632 400	360 000	280 000	651	19 701	1 362 255
фев.23	57 514	504 000	260 000	300 000	482	25 723	1 147 719
мар.23	126 476	520 100	250 000	350 000	575	33 207	1 280 358
апр.23	105 607	360 000	200 000	320 000	541	39 752	1 025 900

май.23	94 706	260 400	200 000	160 000	213	46 099	761 418
юни.23	95 621	309 470	202 000	80 400	163	42 327	729 980
юли 2022- юни.23	1 048 799	4 993 200	2 702 000	2 985 400	4 364	352 855	12 086 618

Потреблението на клиентите на крайните снабдители ще бъде покривано с енергията от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД и 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 и НЕК ЕАД за ВЕЦ, негова собственост, и съответно не следва да бъдат утвърждавани такива цени на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „Топлофикация Русе“ АД. В тази връзка следва да бъдат утвърдени следните цени на производители на електрическа енергия:

- „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 60,96 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 954 109 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 650 833 MWh.;
- НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – 80,98 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 257 427 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 178 843 MWh.

IV. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, е в размер на 108,37 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 5,34 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 1 190 414 хил. лв. и енергия – 10 984 721 MWh.

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2022 г. за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД е изготвило прогноза за предстоящия регулаторен период при следните предпоставки и условия:

- количествата електрическа енергия, необходими за крайните снабдители, са изчислени на база отчетените осем месеца от текущия регулаторен период юли 2021 – февруари 2022 г. и отчета за закупените количества електрическа енергия от крайните снабдители за периода март 2021 г. – юни 2021 г. от предходния регулаторен период, в размер на общо 12 261 639 MWh;
- количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство и от възобновяеми източници са по предоставените от крайните снабдители прогнози;
- общото количество електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, предназначено за регулирания пазар, е прогнозирано в размер на 3 900 000 MWh;
- количества електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не са предвидени;
- количествата електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД са в размер на 3 310 000 MWh;
- количествата електрическа енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са в размер на 4 960 000 MWh;
- компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ за следващия регулаторен период в размер на 3% от цената за енергия на обществен доставчик за регулирания пазар – 7,43 лв./MWh.

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

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

- 12 086 618 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар. Предложената стойност от обществения доставчик е коригирана, както е описано по-горе;
- 5 362 645 MWh са предназначени за реализиране на борсовия пазар.

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	4 993 200	304 385	60,96
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 178 843	257 423	80,98
3	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 860 000	1 486 356	385,07
4	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	5 060 000	1 651 204	326,32
5	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	4 364	2 604	596,68
6	ВИ под 500 kW	352 855	98 693	279,70
7	Средна покупна цена на обществения доставчик	17 449 262	3 800 665	217,81

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

Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, са изчислени на база отчетни данни за производството за 2021 г.

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са съгласно доклад с вх. № Е-Дк-1500 от 23.05.2022 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. Компонентата е изчислена в размер на 6,53 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	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	4 993 200	304 385	60,96
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 048 798	84 932	80,98
3	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 702 000	1 040 449	385,07
4	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	2 985 400	974 210	326,32
5	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 1 MW	4 364	1 863	426,98
6	ВИ под 1 MW	352 855	82 970	235,14
7	Общо количество електрическа енергия необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	12 086 618	2 488 810	205,91
8	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“	12 086 618	78 926	6,53
9	Компенсация на обществения доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	12 086 618	-1 577 819	-130,54
10	Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (р.7+р.8+р.9)	12 086 618	989 862	81,90

Поради това, че принципът по чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите изисква балансирано изменение на цените на крайните потребители, то производителите със сключени СИЕ не биха участвали с разполагаемост/количества електрическа енергия по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ за регулирания пазар, ако не съществуваше задължението на обществения доставчик по 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ за изкупуване на произведената от тях електрическа енергия. В тази връзка и с оглед спазване на посочения принцип на ЗЕ, компенсацията на обществения доставчик за разходите му по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ следва да отразява разликата между разходите за електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, предназначена за регулирания пазар и осреднените пълни разходи (с включени вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ и разходи за цени за достъп и пренос през съответната мрежа, които според чл. 36е, ал. 4 и чл. 30, ал. 6 от ЗЕ за целите на ценовото регулиране не се включват в състава на признатите от комисията разходи) на производителите с най-ниска цена на електрическата енергия, включени в разполагаемостта по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ – „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и НЕК ЕАД чрез ВЕЦ, негова собственост.

Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е 81,90 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 6,53 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходимими годишни приходи – 989 862 хил. лв. и енергия – 12 086 618 MWh.

V. ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цена или компонента от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към ЕЕС, включително операторът на

електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: невъзстановяемите разходи и разходите, произтичащи от наложени задължения към обществото.

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 § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.;
- разходи за компенсиране разходите на обществения доставчик, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които общественият доставчик ще закупува електрическа енергия по чл. 94 от ЗЕ през новия ценови период;
- разходи за компенсиране на разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. на обществения доставчик;
- разходи на обществения доставчик за дължимата вноска по чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ от производителите със СИЕ.

Цената за задължения към обществото се прилага от ФСЕС, който управлява средствата по бюджета си за покриване и на разходите на обществения доставчик по чл. 93а, чл. 94 от ЗЕ и премиите за производителите по чл. 162а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г. – чл. 36б, т. 1 и т. 2 от ЗЕ.

1. Приходи на ФСЕС

Прогнозните приходи на Фонда за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. са оценени на 3 209 785 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.

Прогнозният пълен размер на приходите от продажба на квоти емисии за новия регулаторен/ценови период е оценен на 2 430 220 хил. лв., като са взети предвид прогнозните нетни количества квоти за емисии на парникови газове, които Р България ще реализира на Европейската енергийна борса (EEX) и трендът на изменение на цените на квотите. Прогнозата е направена въз основа на тръжния календар на EEX за 2022 г., като са прогнозираны цени от 80,00 €/тон в начало на периода 01.07.2022 г., плавно покачващи се и достигащи до 99,00 €/тон в края на периода – 30.06.2023 г. Отчетени са рисковете от изтегляне на квоти през втората половина на 2022 г. и/или заявеното намерение на Европейската комисия да увеличи предлагането на квоти под резерва за стабилност на пазара (MSR) за да финансира плана REPowerEU, което ще окаже натиск върху цените.

Въз основа на прогнозата за следващия регулаторен/ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с производството на електрическа енергия, прогнозните приходи във Фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 787 440 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 предвид разпоредбата на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

2. Разходи на ФСЕС

2.1. Разходи за предходни регулаторни периоди

Разходите за предходни регулаторни периоди които Фондът следва да покрива от приходите си през периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., са представени в следващата таблица:

Разпределение на средствата от приходите във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“		
		хил. лв.
1.	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик във връзка със искане по чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за количествата	53 340

	електрическа енергия, предоставени на обществения доставчик за нуждите на регулирания пазар, произтичащи от Заповед № Е-РД-16-479 от 25.06.2021 г на министъра на енергетиката. Компенсацията е изчислена при съобразяване на количествата електрическа енергия по Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	
2.	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик за електрическата енергия от производителите със сключени СИЕ за ценовия период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г.	252 239
3.	ОБЩО	305 579

В частта невъзстановени разходи на обществения доставчик от предходни регулаторни/ценови периоди, които ФСЕС следва да компенсира на НЕК ЕАД, са включени единствено невъзстановените разходи на обществения доставчик за предходния регулаторен/ценови период във връзка със Заповед № Е-РД-16-479 от 25.06.2021 г на министъра на енергетиката и за електрическата енергия от производителите със сключени СИЕ за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. За възстановяване на предявените от НЕК ЕАД разходи, които общественият доставчик е извършил до 2015 г., следва да бъде изготвен дългосрочен механизъм, чрез който тези некомпенсирани средства да бъдат възстановени на дружеството от ФСЕС през следващи регулаторни/ценови периоди при спазване на принципите, заложи в ЗЕ, сред които са: осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите (чл. 23, т. 4 от ЗЕ), 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 електропреносната и електроразпределителни мрежи, свързани с осъществяването на услуги от обществен интерес, със задълженията към обществото и с невъзстановяемите разходи (чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ). Такъв дългосрочен механизъм може да бъде изготвен само след допълнителен анализ и проверка за установяване на реалния размер на тези разходи, както и каква част от тях може да бъде класифицирана реално като тарифен дефицит. Предявените от обществения доставчик за компенсация от ФСЕС разходи за периоди след 2015 г. са разгледани и приети за неоснователни от КЕВР в относимите за съответния регулаторен период решения на Комисията.

Компенсацията на обществения доставчик във връзка с искане по чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е обсъдена в т. II.3.2 от мотивите на доклада. В тази връзка е целесъобразно ФСЕС да компенсира обществения доставчик, съответно общественият доставчик да компенсира „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, на 12 равни месечни вноски по 4 445 хил. лв. през ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

Искането на обществения доставчик за компенсация в размер на 468 503 хил. лв., в резултат от: по-голямо количество електрическа енергия, закупено за осигуряване потреблението на клиентите на крайните снабдители; увеличени разходи за закупуване на квоти за въглеродни емисии; увеличени разходи за закупуване на въглища от 01.03.2022 г.; увеличени разходи за вноска по чл. 36е от ЗЕ за централите с дългосрочни договори вследствие завишени доставки на регулиран пазар; по-голямо количество електрическа енергия, закупено от производители от ВИ, е прието за частично основателно. Компенсация за по-високи разходи за производители от ВИ не е включена, тъй като общественият доставчик не е обосновал нейното формиране, както и поради непредставени данни за реализацията на тази електрическа енергия и отчет за реализираните допълнителни приходи от продажбата на изкупуваната по чл. 94 от ЗЕ възобновяема енергия след последващото ѝ търгуване на свободния пазар. По отношение на останалите искания, заявените компенсации от НЕК ЕАД са преизчислени и представени в следващата таблица:

		„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД
1.	Цени, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г	294,76	239,96
2.	Количества, предвидени за регулиран пазар, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., в т.ч.	3 156 500	3 489 000
2.1.	за регулиран пазар	2 619 895	3 140 100
3.	Преизчислени цени*	330,75	266,66
4.	Отчетени количества, в т.ч.	3 810 731	5 289 580
4.1.	за регулиран пазар	3 036 100	3 834 680
5.	Стойност на компенсацията от ФСЕС, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	530 759	395 454
6.	Преизчислена стойност на компенсацията от ФСЕС	619 773	537 026
7.	Компенсация за разходи по чл. 36е от ЗЕ, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	46 521	41 861
8.	Преизчислена компенсация за разходи по чл. 36е от ЗЕ	50 210	51 129
9.	Компенсация за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	7 639	8 443
10.	Преизчислена компенсация за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	7 347	9 280
11.	Компенсация за по-високи цени на въглищата от 01.03.2022 г.	3 938	4 213
12.	Компенсация от ФСЕС	96 350	155 888

*Цените са преизчислени въз основа на по-високите количества произведена електрическа енергия, съответно по-ниска тежест на разходите за свободна разполагаемост и разходи за квоти въглеродни емисии за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г., остойностени по средната цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса (EEX) за периода 01.07.2021 – 30.06.2022 г. от 71,23¹² €/тон.

В Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. е предвидена компенсация на НЕК ЕАД за цялото количество електрическа енергия, произведено от централите със сключени СИЕ, за разликата между цените по договорите и прогнозна пазарна цена от 126,62 лв./MWh, както и за разходите по чл. 36е от ЗЕ и дължимата цена за достъп до електропреносната мрежа за производители. Предвид постигнатата значително по-високата цена на платформите на БНЕБ ЕАД спрямо прогнозната, обществения доставчик не следва да се компенсира за реализираните количества на свободния пазар, като горната компенсация - в общ размер от 258 239 хил. лв., отразява разликата от общия размер на предвидените в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. компенсации и преизчислените такива, отнасящи се единствено към електрическата енергия предназначена за регулирания пазар. В тази връзка е целесъобразно ФСЕС да компенсира обществения доставчик на 12 равни месечни вноски по 21 020 хил. лв. през ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

2.2.Разходи за регулаторния период от 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

Разходите за следващия регулаторен период, които Фондът следва да покрива от приходите си през периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., са следните:

¹² Стойността е изчислена, като са взети предвид отчетните данни до 30.04.2022 г. и прогноза за м. май и м. юни за цени на емисиите в размер на 80,00 €/тон

2.2.1. Разходи за изплащане на премии на производители от ВИ в размер на 139 521 хил. лв.

		Средства за компенсиране
		хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	-
2	ВяЕЦ	-
3	ФтЕЦ	130 267
4	Биомаса	9 254
5	Общо ВИ	139 521

2.2.2. Разходи за компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВИ под 500 kW, в размер на 15 723 хил. лв.

		Средства за компенсиране
		хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	-
2	ВяЕЦ	-
3	ФтЕЦ	14 804
4	Биомаса	919
5	Общо ВИ	15 723

Разходите на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници под 500 kW, които следва да бъдат компенсирани от ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на електрическата енергия от производителите с преференциални цени по-високи от прогнозната пазарна цена по раздел I, и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

2.2.3. Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители от електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в размер на 989 140 хил. лв., формирани съгласно данните в Доклад с вх. № Е-Дк-1500 от 23.05.2022 г.

2.2.4. Разходи на ФСЕС за компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производители от електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ВЕКП) в размер на 782 хил. лв., формирани съгласно данните в Доклад с вх. № Е-Дк-1500 от 23.05.2022 г. Разходите на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВЕКП под 500 kW, които следва да бъдат компенсирани от ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на електрическата енергия от производителите с преференциални цени по-високи от прогнозната пазарна цена по раздел I, и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

2.2.5. Компенсация на обществения доставчик за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ в размер на 156 878 хил. лв.

2.2.6. Компенсация на обществения доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители в размер на 20 427 хил. лв.

2.2.7. Компенсация на общественния доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ, в размер на 1 577 819 хил. лв.

3. Баланс между приходи и разходи за периода 01.07. 2022 г. – 30.06.2023 г.

Баланс между приходи и разходи за периода 01.07. 2022 г. – 30.06.2023 г.		
I.	Приходи	3 209 785
1.	Приходи от вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ	779 565
2.	Приходи от квоти за въглеродни емисии по ЗОИК – чл. 36д, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	2 430 220
II.	Разходи	3 205 869
1.	Разходи за предходни регулаторни периоди	305 579
1.1.	Некомпенсирани разходи на общественния доставчик във връзка с искане по чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за количествата електрическа енергия, предоставени на общественния доставчик за нуждите на регулирания пазар, произтичащи от Заповед № Е-РД-16-479 от 25.06.2021 г на министъра на енергетиката. Компенсацията е изчислена при съобразяване на количествата електрическа енергия по Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	53 340
1.2.	Некомпенсирани разходи на общественния доставчик за електрическата енергия от производителите със сключени СИЕ за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	252 239
2.	Разходи за регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	2 900 290
2.1.	Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители от ВИ	139 521
2.2.	Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители от електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	989 140
2.3.	Компенсация на общественния доставчик за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВИ	15 723
2.4.	Компенсация на общественния доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	782
2.5.	Компенсация на общественния доставчик за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ	156 878
2.6.	Компенсация на общественния доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	20 427
2.7.	Компенсация на общественния доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	1 577 819

Видно от изложеното по-горе, приходите на ФСЕС напълно покриват разходите по чл. 36б, т. 1 и т. 2 от ЗЕ, които Фондът следва да извърши, които разходи от своя страна следва да формират цената за задължения към обществото. Поради това, 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, следва да е 0,00 лв./MWh.

Предвид гореизложеното цената за задължения към обществото, приходите от която се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, следва да е в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС.

VI. „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД

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

При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка ЕСО ЕАД е подало заявление с вх. № Е-13-41-42 от 31.03.2022 г.

1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-41-42 от 31.03.2022 г. ЕСО ЕАД е предложило:

- Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,84 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия в размер на 2,43 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, в размер на 5,37 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 23,22 лв./MWh, без ДДС.

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

Цени	Утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г. (лв./MWh)	Изменение, %
Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	0,49	0,84	71,43%
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	2,42	2,43	0,41%
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	5,40	5,37	-0,56%
Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	11,48	23,22	102,26%

1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.1.1. Общото количество електрическа енергия, на база на което дружеството ще реализира приходи, е 33 000 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 27 127 хил. лв.;

Основните елементи на условно-постоянните разходи са формирани при следните изходни условия и са разделени по равно между цената за достъп за крайни клиенти и цените за достъп за производители:

а) Разходите за работни заплати и свързаните с тях социални осигуровки и социални разходи са на база договорената средна брутна работна заплата и полагащите се доплащания за 2022 г. по Кодекса на труда Подробната обосновка за нарастването на тези разходи спрямо отчетените за 2021 г. е дадена по-долу при определянето на цената за пренос;

б) Разходите за амортизации са определени на база реални активи и утвърдени амортизационни норми и при отчитане инвестиционната програма на дружеството за 2022 г., като се има и предвид, че ЕСО ЕАД активно участва в процесите по изграждане и внедряване на платформите, свързани с функционирането на единния пазар ден напред и единния пазар в рамките на деня съгласно споразуменията SDAC и SDIC и наред с другите оператори отчита и значителни инвестиционни разходи в нематериални дълготрайни активи, които са с кратък срок на амортизация;

в) Разходите за членски внос в организации включват членски внос в Европейската организация на системните оператори за пренос на електроенергия (ENTSO-E), където ЕСО ЕАД е пълноправен член;

г) Разходите за ремонт, профилактика и поддръжка са на база разработени и утвърдени в дружеството програми по отношение на активи, свързани с управление на електроенергийната система (телемеханика, телекомуникации, SCADA и др.) за 2022 г., одобрени от Управителния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 1 от 05.01.2022 г. и от Надзорния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 1 от 05.01.2022 г.;

д) Разходи, свързани със задълженията на оператора по европейски регламенти, в т.ч.:

- разходи за ползването на услугите от Southeast Electricity Network Coordination Center („SEleNe CC“) със седалище в Солун – дружество за координиране на сигурността на електроенергийната мрежа в Югоизточна Европа, учредено от операторите на преносни системи на Р България, Р Гърция, Р Италия и Р Румъния в изпълнение на чл. 37 от Регламент 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 05 юни 2019 г. (Регламент 2019/943) относно вътрешния пазар на електроенергия от, , в размер на 648 хил. лв.;

- разходи, свързани с присъединяване на ЕСО ЕАД към единната платформа за разпределение на дългосрочни преносни права (JAO) в изпълнение на Регламент (ЕС) 2016/1719 на Комисията от 26 септември 2016 година за установяване на насока относно предварителното разпределяне на преносна способност и съгласно хармонизираните правила за разпределение на дългосрочни права (EU HAR), в размер на 546 хил. лв.;

- разходи, свързани с европейската платформа за краткосрочна адекватност, както и верификационната платформа на ENTSO-E, общо в размер на 308 хил. лв.;

- разходи, свързани със Споразумението за координирано осъществяване на функцията по единното свързване на пазарите в рамките на деня между операторите на преносни системи (ОПС) и номинираните оператори на пазара на електрическа енергия (НОПЕ) и Споразумението за сътрудничество между ОПС (TCID) и участието на ЕСО ЕАД, заедно с БНЕБ ЕАД, в процеса по интегриране на българска граница с общия европейски пазар в рамките на проекта XVID за времеви хоризонт в рамките на деня, в размер на общо 147 хил. лв.;

- разходи, произтичащи от сключеното по силата на Регламент 943/2019 Споразумение за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на електропреносните мрежи между европейските електроенергийни системни оператори , в размер на 13 100 хил. лв.

1.1.3. Необходим оборотен капитал – 15 997 хил. лв., изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ;

1.1.4. Регулаторна база на активите в размер на 49 956 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.1.5. Възвръщаемост – 749 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

1.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.2.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена и доставена за продажба на територията на страната – 39 150 000 MWh;

1.2.2. Условно-постоянни разходи – 25 208 хил. лв. Отделните елементи на условно-постоянните разходи са описани подробно в т. 1.1.2 на предложението за изменение на цената достъп за крайни клиенти;

1.2.3. Разходи за допълнителни услуги – 69 193 хил. лв., в т.ч. разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 3 663 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 12 618 хил. лв. и разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 52 912 хил. лв.

Въз основа на Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г. на КЕВР, с което се променя структурата на разходите за допълнителни услуги във връзка с Закона за изменение и допълнение на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., както и на основание ПУЕЕС и насоките – SOGL, приети въз основа на Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 2 август 2017 г. за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия (Регламент 2017/1485), размерът на оперативните резерви, които ЕСО ЕАД следва да поддържа за следващия регулаторен период, са определени както следва:

- резерв за първично регулиране на честотата (FCR) – 45 MW;
- резерв за вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 155 MW;

- ръчно вторично регулиране (mFRR) – 100 MW от водноелектрически централи (ВЕЦ) за покриване на влиянието на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) и 650 MW*h средногодишно. Дружеството посочва, че съгласно чл. 157, пар. 2, б. „г“ и „д“ от Регламент 2017/1485, размерът на този резерв трябва да е не по-малък от размера на най-голямата „еталонна“ авария (единична генерираща мощност, потребител или междусистемен електропровод в електроенергийната система). За случая на България това е генерираща мощност в АЕЦ „Козлодуй“ в размер на 1000 MW нето. В тази връзка в Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г. КЕВР е приела средствата за заплащане на разполагаемост за студен резерв в размер 650 MW*h средногодишно да се трансформират в допълнително количество резерв за ръчно вторично регулиране;

- средна цена за разполагаемост 10 лв./MW*h, на база на която е определен пределният размер на разходите в действащите цени за достъп.

1.2.4. Необходим оборотен капитал – 15 997 хил. лв., изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ;

1.2.5. Регулаторна база на активите в размер на 49 956 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.2.6. Възвръщаемост – 696 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

1.3. Цена на ЕСО ЕАД за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.3.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена и доставена за продажба на територията на страната – 2 980 000 MWh;

1.3.2. Условно-постоянни разходи – 1 919 хил. лв. Отделните елементи на условно-постоянните разходи са описани подробно в т. 1.1.2. на предложението за изменение на цената достъп за крайни клиенти;

1.3.3. Разходи за допълнителни услуги – 5 267 хил. лв., в т.ч. разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 279 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 960 хил. лв. и разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 4 028 хил. лв.

Въз основа на Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г. на КЕВР, с което се променя структурата на разходите за допълнителни услуги във връзка с Закона за изменение и допълнение на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., както и на основание ПУЕЕС и насоките – SOGL, приети въз основа на Регламент 2017/1485, размерът на оперативните резерви, които ЕСО ЕАД следва да поддържа за следващия регулаторен период, е определен както следва:

- резерв за първично регулиране на честотата (FCR) – 45 MW;
- резерв за вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 155 MW;

- ръчно вторично регулиране (mFRR) – 100 MW от БЕЦ за покриване на влиянието на производството на електрическа енергия от ВИ и 650 MW*h средногодишно. Дружеството посочва, че съгласно чл. 157, пар. 2, б. „г“ и „д“ от Регламент 2017/1485, размерът на този резерв трябва да е не по-малък от размера на най-голямата „еталонна“ авария (единична генерираща мощност, потребител или междусистемен електропровод в електроенергийната система). За случая на България това е генерираща мощност в АЕЦ „Козлодуй“ в размер на 1000 MW нето. В тази връзка в Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г. КЕВР е приела средствата за заплащане на разполагаемост за студен резерв в размер 650 MW*h средногодишно да се трансформират в допълнително количество резерв за ръчно вторично регулиране;

- средна цена за разполагаемост 10 лв./MW*h, на база на която е определен пределният размер на разходите в действащите цени за достъп.

1.3.4. Необходим оборотен капитал – 15 997 хил. лв., изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ;

1.3.5. Регулаторна база на активите в размер на 49 956 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.3.6. Възвръщаемост – 53 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

Според ЕСО ЕАД предложението за намаление на цената е в резултат на прогнозните по-високи количества електрическа енергия, произведена от ФЕЦ и ВЯЕЦ за предстоящия регулаторен период.

С цел по-голяма и навременна събираемост на вземанията за цена за достъп до електропреносната мрежа от производители, присъединени към електроразпределителните мрежи, операторът на електропреносната мрежа предлага при утвърждаване на цените в сектор „Електроенергетика“ да бъде предвиден механизъм за заплащане на цената за достъп, а именно: производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, да заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които да превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

1.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

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

1.4.1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 33 000 000 MWh;

1.4.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 294 173 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати (възнаграждения) – 89 903 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 47 649 хил. лв.; разходи за амортизации – 85 860 хил. лв.; разходи за ремонт и поддръжка – 26 000 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 44 761 хил. лв.;

В заявлението си дружеството е представило информация за отделните групи условно-постоянни разходи:

а) Разходите за работни заплати и свързаните с тях социални осигуровки и социални разходи са свързани с договорените средна брутна работна заплата и полагащите се

доплащания по Кодекса на труда, съгласно действащия кодекс за социално осигуряване със синдикалните организации;

б) Разходите за амортизации са увеличени в резултат от изпълнени през 2021 г. дейности, в т.ч.:

- проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация в края на 2021 г. на нови и реконструкция на съществуващи въздушни електропроводни линии с напрежение 400 kV, 220 kV и 110 kV в размер на 148 млн. лв.;

- проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация в края на 2021 г. на реконструкции и модернизация на открити разпределителни уредби в размер на 40 млн. лв.;

- проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация през първата половина на 2022 г. на нови и реконструкция на съществуващи въздушни електропроводни линии с напрежение 400 kV и 110 kV в размер на около 160 млн. лв.;

- проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация през първата половина на 2022 г. на реконструкции и модернизация на открити разпределителни уредби в размер на около 25 млн. лв.;

През 2021 г. извършените инвестиционни разходи от ЕСО ЕАД са в размер на 229 488 хил. лв., които представляват 120% от утвърдената инвестиционна програма, както и други инвестиционни дейности, свързани с рехабилитация на електропреносната мрежа, в размер на 13 577 хил. лв.

в) Предвидените по-високи разходи безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт за 2022 г., спрямо отчетените такива през 2021 г., са резултат от факта, че същите са обвързани с промяната на минималната работна заплата в страната и съгласно КТД;

г) Прогнозираните разходи за имуществена застраховка са разчетени на база реални активи към 31.12.2021 г. Съгласно чл. 3.8. от притежаваната лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“, ЕСО ЕАД сключва и поддържа застраховка, съгласно действащото законодателство за покриване на рисковете по имуществото, определени с решение на Комисията и осигуряващи надеждно извършване на лицензионната дейност, като застрахователното покритие следва да осигурява необходимите финансови средства за подмяна на всеки елемент от електропреносната мрежа, повреден или унищожен в резултат на авария или при други обстоятелства, както и за заплащане на обезщетения за причинени щети на трети лица. Изпълнявайки проектите от общ европейски интерес и преизпълнявайки инвестиционната си програма над 100% в последните няколко години, ЕСО ЕАД отчита значителни по размер активи в процес на изграждане, които подлежат на застраховане, както и въвеждане в експлоатация на нови активи. През базисния период извършените разходи за инвестиционни дейности от ЕСО ЕАД са в размер на 229 487,6 хил. лв., а на инвестиционната програма – 215 910,8 хил. лв., които представляват 120% от разчета;

д) Разходите за ремонт и поддръжка са на база разработена и утвърдена в дружеството програма за ремонт и поддръжка на електропреносната мрежа за 2022 г., одобрени от Управителния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 1 от 05.01.2022 г. и от Надзорния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 1 от 05.01.2022 г.;

е) Разходите за въоръжена и противопожарна охрана са съобразени с увеличението на минималната работна заплата за страната, тъй като действащите договори за извършване на охранителни услуги на обектите са обвързани с минималната работна заплата на брой охранител;

ж) Разходите за работно облекло са съобразени с изискванията на действащия в дружеството КТД, приложение „Списък на работници и служители, имащи право на работно облекло, вид на работното облекло и срок за неговото износване“. Прогнозираните разходи варират в резултат на това, че на всеки 2 години на работниците и служителите от дружеството се полагат едновременно зимно и лятно работно облекло. Зимното облекло, съгласно горесцитираното приложение, е със срок на износване две години, а срокът на износване на лятното работно облекло е една година;

1.4.3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 414 845 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос – 40 259 740 MWh и остойностени по цена на електрическата енергия в размер на 445,79 лв./MWh, образувана съгласно получените от дружеството указания в писмо с изх. № Е-13-32-2#1 от 21.03.2022 г. на КЕВР, включваща следните елементи: прогнозирана от дружеството пазарна цена за базов товар за регулаторния период – 418,06 лв./MWh, групов коефициент – 1,04915 и цена за задължения към обществото – 7,18 лв./MW;

1.4.4. Регулаторна база на активите – 2 180 110 хил. лв., в т.ч. 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 – 77 862 хил. лв.;

1.4.5. Възвръщаемост – 65 403 хил. лв.

1.4.6. Норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.4.7. Приходи от реактивна енергия – 15 000 хил. лв.;

1.4.8. Приходи от предоставяне на преносна способност – 42 890 хил. лв.;

Във връзка с изискванията на Методика за използване на прихода от избягването на претоварване в съответствие Регламент 2019/943, ЕСО ЕАД предоставя информация за използването на прихода от 01.01.2022 г. до 30.06.2023 г., както следва:

- прогноза за текущите инвестиционни/капиталови разходи в общ размер на 8 628 хил. лв. за обновяване, замяна, укрепване на съществуващи активи или нови активи, които значително допринасят за поддържането или увеличаването на междוזоновата преносна способност, включително разходите за развитие и изграждане на тези активи;

- сума в размер на 21 772 хил. лв., която е отразена в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР при определяне на мрежовите тарифи за периода от 01.01.2022 г. до 30.06.2022 г.;

- сума в размер на 42 890 хил. лв., която е предложена при определяне на мрежовите тарифи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г.;

- сума в размер на 33 100 хил. лв., представляваща прогнозни приходи за капацитет за периода 01.01.2022 г. – 30.06.2022 г.;

- сума в размер на 50 500 хил. лв., представляваща прогнозни приходи за капацитет за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.;

- прогнозен остатък за заделяне по специална вътрешна сметка в размер на 10 310 хил. лв.

1.4.9. Недовзет приход по чл. 27а от НРЦЕЕ – 50 125 хил. лв., отразяващи разликата между пазарната цена, по която дружеството ще закупува електрическа енергия за технологични разходи за периода 01.04.2022 г. – 30.06.2022 г., в прогнозен размер 438,61 лв./MWh, и утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цена на дружеството в размер на 124,85 лв./MWh, тъй като за този период няма приета програма/решение на Министерския съвет за компенсация на разходите на мрежовите оператори за покупка на електрическа енергия за технологични разходи.

2. Ценообразуващи елементи

2.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Съгласно чл. 26, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от операторите на електроразпределителни мрежи, крайните клиенти и производители на електрическа енергия в режим на потребление, присъединени към електроенергийната система, освен в случаите по чл. 119, ал. 1, т. 2 и ал. 2 от ЗЕ, се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната или предоставената/договорената мощност за съответния регулаторен или ценови период.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 27 127 хил. лв. на 21 279 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт и поддръжка, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, експертни и одиторски разходи, разходи за вода, отопление и осветление, командировки, охрана на труда, обучение и квалификация, делегации, въоръжена и противопожарна охрана, други външни услуги, междуоператорско компенсиране на разходите при взаимно използване на преносните мрежи са запазени на ниво отчет през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 13 765 хил. лв.

Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	27 127	21 279
2	Възвръщаемост	хил.лв.	749	716
3	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил.лв.	27 877	21 995
4	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MW*h	33 000 000	33 000 000
5	Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС	лв./MWh	0,84	0,67

2.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители

Съгласно чл. 26, ал. 2 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от производители на електрическа енергия, с изключение на тези с динамично променяща се генерация, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната и за износ или предоставената/договорената мощност за съответния регулаторен или ценови период. Размерът на необходимите годишни приходи и количествата общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ се намаляват със съответния дял на производителите на електрическа енергия с динамично променяща се генерация.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 27 127 хил. лв. на 21 279 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт и поддръжка, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, експертни и одиторски разходи, разходи за вода, отопление и осветление, командировки, охрана на труда, обучение и квалификация, делегации, въоръжена и противопожарна охрана, други външни услуги, междуоператорско компенсиране на разходите при взаимно използване на преносните мрежи са запазени на ниво отчет през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без

включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 13 765 хил. лв.

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 допълнителни услуги по реда на чл. 105, ал. 2 от ЗЕ, а именно: закупуване на разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности въз основа на тръжна процедура. В тази връзка, поради липса на определени от министъра на енергетиката показатели за степен на надеждност на снабдяването с електрическа енергия за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., са взети предвид определените със Заповед № Е-РД-16-173 от 27.03.2019 г. на министъра на енергетиката, както и постигнатите нива на цените на провежданите търгове за закупуване на разполагаемост за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности през ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.. Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, е както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители			
№	Позиция	Мярка	Коригирани стойности
1	2	3	4
1	Разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата	хил. лв.	3 942
2	Разходи за автоматично вторично регулиране	хил. лв.	13 578
3	Разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	56 940
4	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	21 279
5	Възвръщаемост	хил. лв.	716
6	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	96 455
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	42 130 000

Определената цена за достъп до електропреносната мрежа за производители не следва да се заплаща от такива с динамично променяща се генерация, защото съгласно чл. 29 от НРЦЕЕ тези производители заплащат отделна цена. С оглед осигуряване на равнопоставеност между отделните видове производители на електрическа енергия, необходимите приходи и съответно количествата общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ е целесъобразно да се намалят с дела на производителите от слънце и вятър, който обаче следва да бъде отразен в цената по т. 2.3.

Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия		
	Необходими приходи	Количества
ОБЩО	96 455	42 130 000
Производители с динамично променяща се генерация	6 823	2 980 000
Производители с изкл. на производителите с динамично променяща се генерация	89 632	39 150 000

Във връзка с горното ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, е както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	95 098	89 632
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	39 150 000	39 150 000
3	Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	2,43	2,29

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

Съгласно чл. 29, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация отразява съответния дял на тези производители в разходите на оператора на електропреносната мрежа, както и предизвиканите допълнителни разходи, включително за разполагаемост за резерв за допълнителни услуги, за диспечирание във връзка с балансиране и др. Тази цена се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество произведена електрическа енергия от производителите с динамично променяща се генерация за съответния регулаторен или ценови период, като размерът на необходимите годишни приходи на тази цена се увеличава с дела на производителите на електрическа енергия с динамично променяща се генерация по чл. 26, ал. 2, изр. второ от НРЦЕЕ.

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 и предоставянето на 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, 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 електропреносната 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 ЕМОПС-Е.

В цените за достъп на ЕСО ЕАД за крайни клиенти и за производители 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 ЕЕС 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 10,00 лв./MW*h.

При формиране на необходимите приходи от цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация е отчетен и делът на тези производители в разходите, формиращи цената за достъп на производители.

В РБА 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.

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	Коригирани стойности
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	8 760
2	Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп на производители.	хил. лв.	6 823
3	Възвръщаемост	хил. лв.	58
4	Необходими приходи	хил. лв.	15 641
5	Прогнозни количества	MWh	2 980 000
6	Цена за достъп	лв./MWh	5,25

2.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 294 173 хил. лв. на 280 683 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт, разходите за работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, местни данъци и такси, пощенски разходи, наеми, експертни и одиторски разходи, вода и отопление, охрана на труда, командировки, информационни услуги, други външни услуги, обучение и квалификация, членски внос, делегации и данъци удържани при източника съгласно Закона за корпоративно подоходно облагане (ЗКПО) са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за представителни цели, както и тези за такси на БНЕБ ЕАД, са извадени от структурата на разходите.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, в изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен на 74 000 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.

РБА на ЕСО ЕАД, като правопреемник на НЕК ЕАД за дейността „пренос на електрическа енергия“ от 04.02.2014 г., е коригирана с остатъчната стойност от преоценката 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 1 571 486 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е запазена на 3%.

Технологичните разходи по преноса на електрическа енергия са остойностени по 421,08 лв./MWh, в съответствие с определената по-горе прогнозна пазарна цена, към която е прибавена цената за задължения към обществото.

Предложеният от дружеството недовзет приход по чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на 50 125 хил. лв., отразяващи разликата между пазарната цена, по която дружеството ще закупува електрическа енергия за технологични разходи за периода 01.04.2022 г. – 30.06.2022 г., не е

включен в необходимите приходи на ЕСО ЕАД, предвид приета програма/решение на Министерския съвет за компенсация на разходите на мрежовите оператори за покупка на електрическа енергия за технологични разходи до края на регулаторния период.

Приходите от прилагане на Регламент 2019/943, използвани за намаляване на тарифата, са увеличени от 42 890 хил. лв. на 48 200 хил. лв. чрез усвояване на допълнителен ресурс от специалната сметка.

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.	294 173	280 683
2	Възвръщаемост	хил. лв.	65 403	47 145
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	414 582	391 604
4	Компенсация за постигнатата среднопребеглена пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период	хил. лв.	50 125	0
6	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-15 000	-15 000
7	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-42 890	-48 200
8	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	766 393	656 232
9	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	33 000 000	33 000 000
10	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	23,22	19,89

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

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,67 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 21 995 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 000 000 MWh.

2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 2,29 лв./MWh, без ДДС, която се дължи от производители на електрическа енергия, с изключение на тези от слънчева и вятърна енергия, при необходимими годишни приходи 89 632 хил. лв. и количества електрическа енергия 39 150 000 MWh.

3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 5,25 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 15 641 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 2 980 000 MWh. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на

електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

4. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 19,89 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 656 232 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 000 000 MWh.

VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-19 от 31.03.2022 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД, с вх. № Е-13-262-34 от 31.03.2022 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД и с вх. № Е-13-273-45 от 30.03.2022 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-13-09-1008 от 18.05.2022 г., с което е предоставена прогнозна информация за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 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. Единен подход при определяне на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества

В изпълнение на разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 3 от НРЦЕЕ КЕВР следва да направи анализ, въз основа на който да измени цените и необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества за втората година от шестия регулаторен период.

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

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

$$НП = P + (РБА * НВ),$$

където:

НП – необходими годишни приходи;

P – годишните разходи за дейността по лицензията;

РБА – признатата от Комисията регулаторна база на активите;

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

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 3 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията може да измени утвърдените цени и необходими годишни приходи в края на всяка ценова година в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи, респективно цени, могат да се коригират с инфлационен индекс за предходен период на основата на данни от Националния

статистически институт (НСИ), съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации), с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнение на определените от Комисията целеви показатели и разлика между прогнозните и реализираните инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка. Необходимите годишни приходи, респективно цените, се коригират с разлики в разходите за прогнозни и отчетени количества електрическа енергия – чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ. Необходимите годишни приходи се изменят при условията по чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ във връзка с промени в цената на електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по разпределението, цената за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, както и цената за задължения към обществото.

След анализ на данните, относими към корекциите на утвърдените през предходния ценови период необходими годишни приходи и цени на електроразпределителните дружества и при отчитане на постигнатите резултати, следва да бъде приложен общ подход, а именно:

В съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР за първата година на шестия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

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

- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;

- Разходите за амортизации;

- Разходите за балансиране;

- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на необходимия оборотен капитал;

- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

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. 4 и ал. 7 от НРЦЕЕ 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.

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

Извършена е корекция върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) с инфлационен индекс в размер на 3,3% за предходен период на основата на данни от НСИ относно индекса на потребителските цени за 2021 г. КЕВР счита, че корекция на оперативните разходи с коефициент за подобряване на ефективността не следва да бъде

извършвана, тъй като в началото на регулаторния период Комисията е включила тези разходи на база отчет през базисната година, а не в размера, заявен от дружествата.

1.2. 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 по отношение лицензионната територия в нейната цялост не се установяват отклонения от целевите стойности, които могат да бъдат приети за допустими.

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

На основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ е извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за първата година от шестия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през 2021 г., представени в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени.

1.4. 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 „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД с вх. № Е-13-62-8 от 26.04.2022 г. и с вх. № Е-13-62-1014 от 13.05.2022 г., от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с вх. № Е-13-262-1018 от 18.05.2022 г., от „Електроразпределение Север“ АД с вх. № Е-13-273-1029 от 20.05.2022 г. и от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД с вх. № Е-13-09-1008 от 18.05.2022 г., на основание чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

2. Цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за втората година на шестия регулаторен период

2.1. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.2. цени, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01076 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03636 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02151 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00605 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД цени със заявление с вх. № Е-13-62-19 от 31.03.2022 г. и действащите цени на дружеството:

„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ АД			
Цени	Утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01076	0,01910	77,51%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,03636	0,07805	114,66%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00605	0,00678	12,07%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02151	0,02418	12,41%

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД уточнява, че предложените в заявлението цени са изчислени при очаквана от мрежовия оператор пазарна цена на електрическа енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителната мрежа в размер на 460,00 лв./MWh, определена в изпълнение на указанията, предоставени с писмо на КЕВР с изх. № Е-13-32-2#1 от 21.03.2022 г., към която са прибавени утвърдените от Комисията с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото, както и разходи за балансиране на нивото на отчетените за 2021 г. в размер на 4,38 лв./MWh. Дружеството е посочило, че в случай, че КЕВР утвърди различна от действащата покупна цена на електрическата енергия за покриване на технологични разходи, предложените в заявлението за утвърждаване цени следва да бъдат изменени пропорционално.

2.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД прогнозна информация:

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

– Предложената стойност на оперативните разходи е 140 386 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 130 229 хил. лв., индексирани с отчетената за 2021 г. по данни на НСИ инфлация от 7,8% в размер на 10 158 хил. лв.

Очакванията на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД за 2022 г. са разходите за оперативна дейност на дружеството да се увеличат значително в резултат на увеличение на разходите за заплати и разходите за материали в изпълнение на процедури по Закона за обществени поръчки.

По отношение разходите за заплати дружеството посочва, че за 2022 г. увеличението е в размер на годишната инфлация и възлиза на 5 632 хил. лв. и е в изпълнение на действащите браншови и колективен трудов договор, като са взети предвид и ръстът на минималната работната заплата от 650 лв. на 710 лв. и вдигането на максималния осигурителен доход от 3 000 лв. на 3 400 лв., считано от 01.04.2022 г.

Увеличените разходи за материали дружеството обосновава с нарастването в световен мащаб на цените на суровините и материалите, които се влагат в крайните изделия.

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 72 118 хил. лв. и съвпада с утвърдената за предходния ценови период;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 376 361 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7,5%, очаквана прогнозна пазарна цена от 460,00 лв./MWh и утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото;

– Разходи за балансиране – 4,38 лв./MWh или общо 3 440 хил. лв., изчислени на база отчетени разходи за първата ценова година на шестия регулаторен период, при средна цена за базов товар на БНЕБ ЕАД за второто полугодие на 2021 г. в размер на 309,17 лв./MWh.

Дружеството обръща внимание, че утвърдената цена за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh е определена от КЕВР с Решение № Ц-19 от 01.07.2016 г., докато към настоящия момент от една страна електроразпределителните дружества закупуват необходимите им количества електрическа енергия от свободния пазар, а от друга пределната цена за балансиране е обвързана с цената на свободния пазар на пазарен сегмент „ден напред“, което води до увеличаване на разходите за балансиране. Посочва също, че при наблюдавания ръст на пазарната цена, количествата електрическа енергия, участващи в балансирането, оказват минимално влияние върху разходите за балансиране.

– РБА – 514 158 хил. лв., която стойност съответства на утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР средна нетна балансова стойност на съществуващите активи за шести регулаторен период;

– Възвръщаемост – 39 298 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 5,74%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 9 687 551 MWh;

– Корекция с инфлационен индекс по чл. 38, ал. 1, т. 4 от НРЦЕЕ – 10 158 хил. лв.;

– Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ – (минус) -751 хил. лв.;

– Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ – (плюс) 6 495 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2021 г. – 02.2022 г. за пренесената електрическа енергия, постигнатата пазарна цена и получените компенсации чрез Министерството на енергетиката по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи.

2.1.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД, както и на допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2021 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР за първата година на шестия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

– Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за шестия регулаторен 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;

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;

– Разходите за амортизации;

– Разходите за балансиране;

– Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;

– Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 62 341 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 4 298 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2021 г., в размер на (минус) -751 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по-долу:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ АД		2021 г. (И1)	2022 г. (И2)	2023 г. (И3)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	100 075	83 450	83 429
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	25 255	15 000	15 000
3	Нетна амортизация, Ап	7 883	6 484	6 533
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	66 937	61 966	61 897
5	Среден номинален размер на инвестициите	97 080		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	105 460		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 \cdot A1 + 1,5 \cdot A2 + 0,5 \cdot A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	10 900		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	11 170		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период $(p.5-p.6) \cdot 5,74\% + (p.7-p.8)$	-751		

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -14 472 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(\text{Путв.} - \text{Е}_{\text{прог.}} \cdot \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}}\%}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}}\%} \cdot \text{Ц}_{\text{тр.}} \right)_{t-1} - \left(\text{Потч.} - \text{Е}_{\text{отч.}} \cdot \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}}\%}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}}\%} \cdot \text{Ц}_{\text{тр}1.} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 346 766 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 368 531 хил. лв. съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-19 от 31.03.2022 г. и писма с вх. № Е-13-62-8 от 26.04.2022 г. и с вх. № Е-13-62-1014 от 13.05.2022 г.относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.04.2022 г., както и прогноза за месеците май и юни 2022 г.;

$\text{Е}_{\text{прог.}}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 306 039 хил. kWh;

$\text{Е}_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 385 926 хил. kWh, съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-19 от

31.03.2022 г., писмо с вх. № Е-13-62-8 от 26.04.2022 г. и писмо с вх. № Е-13-62-1014 от 13.05.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.04.2022 г., както и прогноза за месеците май и юни 2022 г.;

$TP_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7,5%;

$\Pi_{mp.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 152,22 лв./MWh;

– $\Pi_{mp.}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 158,01 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, относно закупените количества от пазара „ден напред“ от БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 31.03.2022 г., намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ АД		
1	Количество електрическа енергия закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	563 201
2	Разходи, хил. лв.	215 359
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	382,38
4	Получени компенсации, хил. лв.	134 472
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	80 886
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	143,62
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	137,06
8	$\Pi_{mp.}^1$ (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	158,01

P_{t-2} – (плюс) 649 хил. лв. е изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z , използван в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$\Pi_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 318 595 хил. лв.;

$\Pi_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 330 909 хил. лв. съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-19 от 31.03.2022 г., относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 301 046 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 555 434 хил. kWh, съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-19 от 31.03.2022 г.;

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

C_{mp} – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

C_{mp}^1 – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 133,01 лв./MWh;

Z_{t-1} – (минус) – 8 291 хил.лв.;

Приложен Z фактор - (минус) -8 940 хил.лв.;

P_{t-2} – (плюс) 649 хил. лв.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД, са следните:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	130 229
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	368 496
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	72 118
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	681 959
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	514 158
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	105 460
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	62 341
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. ($p.4 * p.5$)	39 144
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	4 298
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 14 472
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	- 751
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. ($p.1 + p.2 + p.3 + p.6 + p.7 + p.8 + p.9$)	599 063
11	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	9 687 551

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД са, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01600 лв./kWh,

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,06706 лв./kWh,

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,02151 лв./kW/ден,

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00648 лв./kWh,

необходими годишни приходи за втората ценова година от шестия регулаторен период – 599 063 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 687 551 MWh.

2.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-262-34 от 31.03.2022 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

Утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., в частта по т. II.5.3. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00994 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03783 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02060 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00598 лв./kWh.

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-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,00994	0,02028	104,02%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,03783	0,07719	104,04%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./kW/ден	0,00598	0,02163*	261,71%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02060	0,02163	5%

„Електроразпределение Юг“ ЕАД уточнява, че предложените в ценовото заявление цени са изчислени при очаквана от мрежовия оператор пазарна цена на електрическа енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителната мрежа в размер на 451,30 лв./MWh, определена в изпълнение на указанията, предоставени с писмо на КЕВР с изх. № Е-13-32-2#1 от 21.03.2022 г., към която са прибавени утвърдените от Комисията с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото. Дружеството е посочило, че в случай, че КЕВР утвърди различна от действащата покупна цена на електрическата енергия за покриване на технологични разходи, предложените в заявлението за утвърждаване цени следва да бъдат изменени пропорционално.

2.2.1. Предоставена от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

Исходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората година от шестия 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 134 428 хил. лв., при утвърдени за предходния ценови период – 125 171 хил. лв., в резултат на приложена корекция с инфлационен индекс за периода март 2021 – февруари 2022 г. спрямо периода март 2020 – февруари 2021 г. и специфична инфлация за определени групи материали (електротехнически материали, горива и смазочни материали и др.) с обща стойност от 9 257 хил. лв., което представлява увеличение със 7,4%;
- Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 66 606 хил. лв., утвърдена с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 332 274 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7,5%, очаквана прогнозна пазарна цена от 451,30 лв./MWh и утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото;

– Разходи за балансиране – 3,98 лв./MWh или общо 2 787 хил. лв., като увеличението спрямо утвърдените за предходния период 1,80 лв./MWh е обосновано с изключителното нарастване на цените на пазар Ден напред“ на БНЕБ ЕАД и ограничените възможности за нетиране на небаланси в резултат на отмяната на чл. 56б, ал. 4 и чл. 56в, ал. 6 от Правилата за търговия с електрическа енергия.

– РБА – 664 950 хил. лв., при утвърдена с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. РБА в размер на 628 214;

– Възвръщаемост – 38 168 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 5,74%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 8 637 854 MWh;

– Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ – е (минус) -1 720 хил. лв.;

– Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ – (плюс) 58 971 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2021 г. – 02.2022 г. и прогнозни стойности за месеците март, април, май и юни 2022 г., както и получените за периода 01.07.2021 г. – 31.03.2022 г. компенсация чрез Министерството на енергетиката по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи.

Дружеството предлага цената за достъп на битови клиенти да се начислява по същия начин както цената за достъп на небитови клиенти, т.е да не зависи от количеството консумирана електрическа енергия, а да представлява постоянна компонента, която да се начислява върху предоставена мощност, като е еднаква с цената за достъп на небитови клиенти. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е анализирано предоставената мощност на битовите клиенти, като се е съобразило с тяхната консумация, въз основа на която е изчислило предоставената мощност.

2.2.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2021 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР за първата година на шестия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

– Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за шестия регулаторен 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;

- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;
- Разходите за амортизации;
- Разходите за балансиране;
- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 56 717 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 4 131 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2021 г., в размер на (минус) -1 720 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по долу:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		2021 г. (И1)	2022 г. (И2)	2023 г. (И3)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	85 070	93 498	91 018
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	24 846	20 200	20 800
3	Нетна амортизация, Ап	5 310	5 236	5 123
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	54 914	68 062	65 095
5	Среден номинален размер на инвестициите	90 642		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	107 206		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	7 897		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	8 666		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период (р.5-р.6)*5,74% + (р.7-р.8)	- 1 720		

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -5 646 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(\text{Путв.} - \text{Епрог.} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}\%}}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}\%}} * \text{Ц}_{\text{тр.}} \right)_{t-1} - \left(\text{Потч.} - \text{Еотч.} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}\%}}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}\%}} * \text{Ц}_{\text{тр1.}} \right)_{t-1} \pm \text{Р}_{t-2}$$

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 326 766 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 347 305 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-262-34 от 31.03.2022 г. и писмо с вх. № Е-13-262-1018 от 18.05.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.04.2022 г., както и прогноза за месеците май и юни 2022 г.;

$E_{\text{прог.}}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 637 854 хил. kWh;

$E_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 104 962 хил. kWh;

$TR_{\text{одоб.}}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7,5%;

$C_{\text{тр.}}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 152,22 лв./MWh;

– $C_{\text{тр.}}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 163,90 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, относно закупените количества от пазара ден напред от БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 31.03.2022 г., намалена с получените компенсация по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	514 194
2	Разходи, хил. лв.	194 548
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	378,36
4	Получени компенсация, хил. лв.	117 668
5	Разходи след компенсация, хил. лв.	76 881
6	Постигната цена след компенсация, лв./MWh	149,52
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	142,95
8	$C_{\text{тр.}}^1$ (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	163,90

P_{t-2} – (плюс) 502 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците април, май и юни 2021 г. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$P_{\text{утв.}}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 303 564 хил. лв.;

$P_{\text{отч.}}$ – отчетени приходи в размер на 314 459 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-34 от 31.03.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г.;

$E_{\text{прог.}}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 586 990 хил. kWh;

$E_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 770 475 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-34 от 31.03.2022 г.;

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

$C_{\text{тр.}}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

C_{mp}^1 – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 133,75 лв./MWh;

Z_{t-2} – (минус) - 8 000 хил. лв.

Приложен Z фактор - (минус) - 8 502 хил. лв.

P_{t-2} – (плюс) 502 хил. лв.;

Цената за достъп за битови клиенти не е изчислена по предложения от дружеството метод, като постоянна компонента, която да се начислява върху предоставена мощност в лв./kW/ден, като е еднаква с цената за достъп на небитови клиенти. До настоящия момент Комисията не е утвърждавала цената за достъп, дължима от битовите клиенти, а само тази за небитовите по този начин. Формирането на цената за достъп по предложения начин е нецелесъобразно, тъй като ще засегне на практика най-вече енергийно уязвими клиенти, за които, обаче, Р България все още не е въвела ясни критерии за дефиниране и защита.

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

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	125 171
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	328 568
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	66 606
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	655 958
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	492 035
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	107 206
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	56 717
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	37 652
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	4 131
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-5 646
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-1 720
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	554 761
11	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	8 637 854

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 – 0,01643 лв./kWh;
 - цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07105 лв./kWh;
 - цена за достъп за небитови клиенти – 0,02256 лв./kW/ден;
 - цена за достъп за битови клиенти – 0,00598 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за втората ценова година от шестия регулаторен период – 554 761 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 637 854 MWh.

2.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-45 от 30.03.2022 г. „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

Утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.4. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01312 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03583 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02073 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00885 лв./kWh.

2.3.1. Предоставена 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-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01312	0,02712	106,71%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,03583	0,07406	106,70%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00885	0,01829	106,67%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02073	0,04285	106,71%

„Електроразпределение Север“ АД уточнява, че предложените в ценовото заявление цени са изчислени при очаквана от мрежовия оператор пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителната мрежа в размер на 467,50 лв./MWh, определена в изпълнение на указанията, предоставени с писмо на КЕВР с изх. № Е-13-32-2#1 от 21.03.2022 г., към която са прибавени утвърдените от Комисията с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и допустимия максимален размер на разходите за балансиране. Дружеството е посочило, че в случай, че КЕВР утвърди различна от действащата покупна цена на електрическата енергия за покриване на технологични разходи, предложените в заявлението за утвърждаване цени следва да бъдат изменени пропорционално.

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората година от шестия 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 110 270 хил. лв., при утвърдени за предходния ценови период – 100 245 хил. лв., в резултат на приложена корекция с инфлационен индекс от 10% за периода февруари 2021 – февруари 2022 г. на обща стойност от 10 025 хил. лв.;

- Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 249 124 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8,5%, очаквана прогнозна пазарна цена от 467,50 лв./MWh и утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране;
- Разходи за амортизации на съществуващите активи – 41 486 хил. лв.;
- РБА в размер на 284 420 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 16 326 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 5,74%;
- Прогнозни количества електрическа енергия – 5 490 283 MWh;
- Корекция с фактора Z – (плюс) 33 274 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2021 г. – 03.2022 г., както и получените за периода 01.07.2021 г. – 31.03.2022 г. компенсация чрез Министерството на енергетиката по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи.;
- Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния ценови период – (минус) -1 145 хил. лв.

2.3.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Север“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2021 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР за първата година на шестия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за шестия регулаторен 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;
- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;
- Разходите за амортизации;
- Разходите за балансиране;
- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 42 404 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбиращи вземания.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 3 308 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2021 г., в размер на (минус) -1 145 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по долу:

„Електроразпределение Север“ АД		2021 г. (И1)	2022 г. (И2)	2023 г. (И3)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	40 007	40 000	40 000
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	3 037	3 103	3 196
3	Нетна амортизация, Ап	3 779	4 443	4 125
4	Номинален размер на инвестициите (p.1-p.2-p.3)	33 192	32 454	32 678
5	Среден номинален размер на инвестициите	49 333		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	48 133		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на p.3	6 058		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	7 272		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период $(p.5-p.6)*5,74\% + (p.7-p.8)$	- 1 145		

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -5 646 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 218 059 хил. лв.;

$P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 241 359 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-273-45 от 30.03.2022 г. и писмо с вх. № Е-13-273-1029 от 20.05.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.04.2022 г., както и прогноза за месеците май и юни 2022 г.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 490 283 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 660 579 хил. kWh;

$TP_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8,5%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 152,22 лв./MWh;

– $Ц_{тр.}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 168,01 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, относно закупените количества от пазара ден напред от БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 31.03.2022 г., намалена с получените

компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	271 698
2	Разходи, хил. лв.	99 886
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	367,64
4	Получени компенсации, хил. лв.	58 146
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	41 740
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	153,63
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	147,06
8	$\text{Ц}_{\text{пр.}}^1$ (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	168,01

P_{t-2} – (минус) -2 082 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z , използван в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$P_{\text{утв.}}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 212 288 хил. лв.;

$P_{\text{отч.}}$ – отчетени приходи в размер на 230 550 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Север“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-273-45 от 30.03.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г.;

$E_{\text{прог.}}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 445 000 хил. kWh;

$E_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 620 350 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-45 от 30.03.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г.;

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

$\text{Ц}_{\text{пр.}}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

$\text{Ц}_{\text{пр.}}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 133,83 лв./MWh;

Z_{t-2} – (минус) -17 184 хил. лв.;

Приложен Z фактор - (минус) -15 102 хил. лв.;

P_{t-2} – (минус) -2 082 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, хил. лв.	100 245
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	239 272
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	41 486
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	281 936
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	191 363
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	48 133
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	42 440
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	16 183
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	3 308
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-14 669
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-1 145
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	384 680
11	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	5 490 283

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 – 0,02648 лв./kWh;
 - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07096 лв./kWh;
 - цена за достъп за небитови клиенти – 0,02311 лв./kW/ден;
 - цена за достъп за битови клиенти – 0,00885 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за втората ценова година от шестия регулаторен период – 384 680 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 490 283 MWh.

3.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.5. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01325 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,06035 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 01.07.2022 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-13-09-1008 от 18.05.2022 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за втората ценова година от шестия регулаторен период. След анализ на тази информация, данните от годишния финансов отчет на дружеството за 2021 г. и при прилагане на единния

подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР за първата година на шестия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за шестия регулаторен 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;

- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;

- Разходите за амортизации;

- Разходите за балансиране;

- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;

- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 406 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 56 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2021 г., в размер на (плюс) 17 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по долу:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		2021 г. (И1)	2022 г. (И2)	2023 г. (И3)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	200	159	188
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	9	0	0
3	Нетна амортизация, Ап	32	36	58
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	159	123	130
5	Среден номинален размер на инвестициите	216		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	253		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 \cdot A1 + 1,5 \cdot A2 + 0,5 \cdot A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	54		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	35		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период $(p.5-p.6) \cdot 5,74\% + (p.7-p.8)$	17		

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -359 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 3 673 хил. лв.;

$P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 4 115 хил. лв. съгласно представената информация с писмо с вх. № Е-13-09-1008 от 18.05.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.04.2022 г., както и прогноза за месеците май и юни 2022 г.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 49 907 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 55 907 хил. kWh;

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

$C_{мп.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 152,22 лв./MWh;

– $C_{мп.}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 148,20 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, относно закупените количества от пазара ден напред от БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 31.03.2022 г., намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	1 518
2	Разходи, хил. лв.	475
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	312,99
4	Получени компенсации, хил. лв.	272
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	203
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	133,81
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, лв./MWh	131,27
8	$C_{мп.}^1$ (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	152,22

P_{t-2} – (плюс) 35 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 3 342 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 1 955 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Златни пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-1008 от 18.05.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г.;

Е_{прог.} – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 57 904 хил. kWh;

Е_{отч.} – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 37 067 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Златни пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-1008 от 18.05.2022 г.;

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

Ц_{пр.} – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

Ц_{пр.}¹ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 134,89 лв./MWh;

Z_{t-2} – (плюс) 1 261 хил. лв.;

Приложен Z фактор – (плюс) 1 226 хил. лв.;

P_{t-2} – (плюс) 35 хил. лв.

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	1 701
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	1 544
3	Разходи за амортизации	240
4	Регулаторна база на активите	2010
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 351
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	253
4.3.	Необходим оборотен капитал	406
5	Норма на възвръщаемост на капитала	5,74%
6	Възвръщаемост (p.4*p.5)	115
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	56
8	Корекция с фактор Z	-359
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	17
10	Необходим годишни приходи (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)	3 314
11	Количество електрическа енергия за разпределение	62 521

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

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00828 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04473 лв./kWh,

необходими годишни приходи за втората ценова година от шестия регулаторен период – 3 314 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 62 521 MWh.

VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-14 от 31.03.2022 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД, с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2022 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № Е-13-46-16 от 30.03.2022 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-13-77-1002 от 13.05.2022 г. с информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 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 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи да бъде приложен единен подход, както следва:

1.1. Компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ е утвърдена в размер на 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия.

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. Към настоящия момент такива прогнозни разходи не могат да бъдат анализирани с оглед установяване на тяхната обоснованост, тъй като не е налице яснота относно възможностите за тяхното обезпечаване посредством финансиране чрез различни инструменти или комбинация от тях (в т.ч. безвъзмездна финансова помощ, нисколихвени и държавно гарантирани заеми, други финансови стимули за привличане на инвестиции от частния сектор, европейски фондове и програми и т.н.). В допълнение, разпределението на индивидуални цели за енергийни спестявания обхваща освен предприятия от сектор „Електроенергетика“ и такива от сектори като „Топлоенергетика“, „Природен газ“, „Търговия с течни горива“ и „Търговия с твърди горива“. Това, в комбинация с възможността за свободно прехвърляне на издадени удостоверения за постигнати енергийни спестявания, ще доведе до ситуация крайните клиенти на електрическа енергия да финансират разходи по изпълнени мерки за енергийна ефективност в други сектори и на практика е възможно да доведе до чувствително и необосновано увеличение на цената за задължения към обществото.

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 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

2.1. „ЕЛЕКТРОХОЛД ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-47-14 от 31.03.2022 г. „ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

2.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-27 от 01.07.2021 г., в частта по т. II.6.1., цени, без ДДС, по които „ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД продава електрическа енергия на крайни битови 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, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14666	0,15440	5,28%
- Нощна	0,06245	0,06575	5,28%
2. Една скала	0,14666	0,15440	5,28%

Прогнозата на „ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД за необходимите годишни приходи е извършена при спазване на следните условия:

– Разходи за закупуване на електрическа енергия – 515 027 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР цена на обществения доставчик;

– Разходи за заплащане на цена за задължения към обществото – 34 123 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР цена за задължения към обществото;

- Компонента за дейността – 41 659 хил. лв., в т.ч.: оперативни разходи за дейността в размер на 20 721 хил. лв.;
- Възвръщаемост на регулаторната база в размер 4 209 хил. лв., разходи за балансиране в размер на 16 729 хил. лв., приложена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 5,74%
- Към необходимите годишни приходи дружеството включва разходи за енергийна ефективност в размер на 1 248 хил. лв. и некомпенсирани разходи за небаланси за периода 03.2019 г. – 02.2022 г. – 23 869 хил. лв.;
- Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 752 491 MWh.

„ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД е направило отделно и следните искания:

- искане за възстановяване на некомпенсирани разходи за балансиране в размер на 20 444 хил. лв., възникнали през периода 06.2014 г. – 02.2019 г.;
- искане за възстановяване на несъбираеми вземания, за които е поискано възстановяване на ДДС, в размер на 24 600 хил. лв. (без включен ДДС);
- искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи за периода 2017 г. – 2020 г., произтичащи от задължения, свързани с изпълнение на индивидуалните цели за енергийни спестявания съгласно чл. 14, ал. 4, чл. 14а, ал. 4, чл. 15, ал. 6 и чл. 20 от Закона за енергийната ефективност, в размер на 14 581 хил. лв.

2.1.2 Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на заявлението на „ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД се установи, че дружеството е предложило стойности на ценообразуващите елементи, които не са в съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ. Съгласно тази разпоредба размерът на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от красен снабдител“ се определя в размер до 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия. В чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ е посочено, че в утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия не се включват цената за задължения към обществото и разходи за балансиране, като последните са част от компонентата за дейността (арг. от чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ). Разпоредбата на чл. 10 от НРЦЕЕ не предвижда включването на допълнителни разходи в необходимите годишни приходи на крайните снабдители извън тези, които се покриват от компонентата за дейността по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ.

В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VIII.1.3. от единния подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Такива разходи не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Към настоящия момент не е възможно да се прогнозира 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.

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 и цената за задължения към обществото, цените на „Електрохолд Продажби“ АД са, както следва:

„Електрохолд Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,11146
- Нощна	0,02627
2. Една скала	0.11146

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,73 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 426 456 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 4 866 543 MWh.

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

- 1. Цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,02056 лв./kWh;**
- 2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,06706 лв./kWh;**
- 3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00648 лв./kWh.**

2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2022 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

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

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-27 от 01.07.2021 г., в частта по т. II.6.2., цени, без ДДС, по които „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството, считано от 01.07.2022 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14433	0,14420	-0,09%
- Нощна	0,05812	0,05812	0,00%
2. Една скала	0,14433	0,14420	-0,09%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 433 704 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР цена на обществения доставчик;
- Разходи за заплащане на цена за задължения към обществото – 28 735 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР цена за задължения към обществото;
- Компонента за дейността – 30 376 хил. лв., в т.ч. разходи за балансиране в размер на 16 168 хил. лв.;
- Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 002 069 MWh.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е подало и искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с постигане на индивидуалните му цели за енергийната ефективност, в общ размер от 11 332,00 лв., в т.ч.:

- 9 832 лв. за финансиране на мерки за повишаване енергийната ефективност при краен клиент за постигане енергийни спестявания при крайна енергия в размер на 9,32 MWh/г. първична енергия, потвърдени с удостоверение за енергийни спестявания № 1765/12.04.2019 г. на Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР);
- 1 500 лв., без ДДС, за финансиране на мерки за повишаване енергийната ефективност при краен клиент за постигане енергийни спестявания при крайна енергия в размер на 5 325,85 MWh/г. първична енергия, потвърдени с Удостоверение за енергийни спестявания № 2664/27.07.2021 г. на АУЕР.

2.2.2 Ценообразуващи елементи

В съответствие с мотивите, изложени по т. VIII.1.3. от единния подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Такива разходи не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Към настоящия момент не е възможно да се прогнозира 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.

След извършен анализ на заявлението на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД 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 и цената за задължения към обществото, цените на дружеството са, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,10916
- Нощна	0,02116
2. Една скала	0,10916

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,73 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 375 044 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 4 279 845 MWh.

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

1. Цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,02056 лв./kWh,
2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07105 лв./kWh,
3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00598 лв./kWh.

2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-46-16 от 30.03.2022 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

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

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-27 от 01.07.2021 г., в частта по т. II.6.3., цени, без ДДС, по които „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството цени, считано от 01.07.2022 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14778	0,14778	0,00%
- Нощна	0,05787	0,05787	0,00%
2. Една скала	0,14778	0,14778	0,00%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 339 613 хил. лв., в т.ч. разходи за заплащане на цена за задължения към обществото, изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР цена на обществения доставчик и цена за задължения към обществото;
- Компонента за дейността – 22 296 хил. лв.;
- Количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти – 2 938 904 MWh.

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заявява и следните допълнителни разходи за утвърждаване от КЕВР за ценовия период от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г.:

- Разходи за енергийна ефективност, свързани с ангажиментите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ – 655 хил. лв.;
- Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 10 857 хил. лв.

2.3.2. Ценообразуващи елементи

В съответствие с мотивите, изложени по т. VIII.1.3. от единния подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Такива разходи не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Към настоящия момент не е възможно да се прогнозира 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.

След извършен анализ на заявлението 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 01.07.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,11311
- Нощна	0,02015
2. Една скала	0,11311

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,73 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 257 537 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 2 938 904 MWh.

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

- 1. Цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,02056 лв./kWh;**
- 2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07096 лв./kWh;**
- 3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00885 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 01.07.2022 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-13-77-1003 от 13.05.2022 г. дружеството е представило информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 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 01.07.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,10428
- Нощна	0,04557
2. Една скала	-

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,73 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 116 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 1 325 MWh.

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

1. Цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,02056 лв./kWh;
2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00828 лв./kWh;
3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04473 лв./kWh.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2022 г. (включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)	
„Електрохолд Продажби“ АД	2,39%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	3,46%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	4,56%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	-21,93%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	3,30%

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 Закона за енергетиката, предлагаме Комисията да обсъди и вземе следните

РЕШЕНИЯ:

1. Да приеме доклада.
2. Да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени представители на заявителите, като се осигури и възможност за дистанционно участие.

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