



Вх. №..... от2023 г.

ДО

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ПРЕДСЕДАТЕЛ НА КЕВР

ДОКЛАД

от

дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“ и
дирекция „Правна“

Относно: утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 1, 6, 9, 10, 13 и 17 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежат цените: по които производителите в рамките на определената им от Комисията разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ продават електрическа енергия на обществения доставчик; по които 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 по 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 не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период.

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват 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“.

Динамиката на фючърсите, относими към българския спот пазар, пряко корелира с фючърсите за региона (румънската и унгарската борси), като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс варира между 7,00 евро/MWh и 7,50 евро/MWh. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърските сделки.

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 фючърските сделки на HUDEX².

В следващата таблица е представено сравнение на цените на фючърсите за H2 2023.

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -OPCOM	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q3 2023	207,12	212,99	221,79	225,06
Q4 2023	278,24	285,08	291,93	295,00
H2 2023	242,68	249,04	256,86	260,03

Горните данни показват, че стандартната девиация между българския и румънския пазар е около 6,36 лв./MWh (3,25 евро/MWh), докато с унгарския – около 14,18 лв./MWh (7,25 евро/MWh). Ако се анализират данните по месеци и/или тримесечия, девиацията български-унгарски пазар варира от 13,50 лв./MWh до 20,00 лв./MWh, в зависимост от търгуваните обеми и цените на капацитетите в региона. Към настоящия момент не са налични данни на EEX относно Q1 2024 и Q2 2024, съответно за H1 2024 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 2024	314,71	328,89	333,94
Q2 2024	241,04	255,22	261,28
H1 2024	277,87	292,05	297,61

От горните данни може да се направи извод, че относимите стойности към българския пазар са за H2 2023 – 242,68 лв./MWh и за H1 2024 – 277,87 лв./MWh или средно за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 260,28 лв./MWh.

Основният движещ фактор за динамиката на цените на европейските, съответно регионалните, борси е цената 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.

Предвид обстоятелството, че се наблюдава посока към стабилизиране на газовите цени на относително ниски нива, все още е трудно да се дефинира ясна тенденция, предвид предстоящия активен период на нагнетяване, въпреки че такива дейности текат и към момента. Газохранилищата в Европа са запълнени до около 60%. До началото на отоплителния сезон, започващ през есента, те трябва да са запълнени до 90% в съответствие с изискванията на

¹ <http://www.eex.com>

² <https://hudex.hu>

Европейската комисия. По-голяма е вероятността обаче в Европа да няма нова газова криза, за което ясен знак са изпреварващият ръст в броя и капацитета на терминалите за регазификация, респ. на количествата втечнен природен газ, на фона на намаленото потребление и стартирането на различни инициативи, в т.ч. Solidarity Ring (STRING), като последната ще се окаже в основата на формиране на един перспективен и диверсифициран газов пазар, гарантиращ доставките за Централна и Югоизточна Европа. Въпреки това, анализаторите подхождат доста внимателно към бъдещето, като правят паралел с различни периоди от миналото по отношение не само на енергийния пазар, но и на финансовия, поставяйки във фокус и бъдещи политически и геополитически решения, оказващи въздействие върху пазарната ситуация на европейско и глобално ниво. На този фон все още остава трудно да бъдат определени тенденциите, които ще движат и европейския енергиен пазар. Страхове от нова криза, примесени с очаквания за ръст в търсенето на втечнен природен газ в Азия след относително слабата 2022 г., пълно спиране на руския природен газ, идващ по газопроводи към Европа, както и една нормална зима в сравнение с по-меката от обичайната такава на 2022/2023 г., допълнително създават опасения за неустойчивост на наблюдаваните към настоящия момент тенденции по отношение на бъдещите ценови нива.

При прогнозирането на цената за предстоящия регулаторен период би следвало да се отчете и асиметричността, наблюдавана в българската пазарна зона, която се дължи на голям приток от нови инвестиции в соларни проекти, като се предвиди допълнително отклонение на цената в размер на около 1%. В тази връзка, след прилагане на посочената корекция, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. следва да е в размер на 256,37 лв./MWh.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. е определена в размер на 256,37 лв./MWh.

Съгласно чл. 376, 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 групите, съответно: 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 01.01.2022 г. – 31.12.2022 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. 376, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара „Ден напред“ за календарната 2022 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 2022 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара „Ден напред“ за 2022 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 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	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	474,67 лв./MWh
3	Групов коефициент Kt (p.2/p.1)	0,95836
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	245,69 лв./MWh

2. Оператори на електроразпределителни мрежи:

Извършена е симулация на участието на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, „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	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	492,47 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (p.2/p.1)	0,99430
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	254,91 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 – 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	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	465,56 лв./MWh
3	Групов коефициент Kс (p.2/p.1)	0,93997
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	240,98 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), „Екосолар“ ЕООД (ФЕЦ Екосолар), „Риал Стейтс“ ЕООД (ФЕЦ Априлци) и „Тракия-МТ“ ЕООД (ФЕЦ Малко Търново) 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	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	483,50 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	0,97619
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	250,27 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	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	447,88 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	0,90427
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	231,83 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	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	513,27 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	1,03629
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	265,67 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	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	502,54 лв./MWh
3	Групов коефициент Kb (p.2/p.1)	1,01463
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	260,12 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., съответно за оператора на електропреносната мрежа, операторите на електроразпределителни мрежи и групите производители е, както следва:

1. Независим преносен оператор – 245,69 лв./MWh;
2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 254,91 лв./MWh;
3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 240,98 лв./MWh;
4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 250,27 лв./MWh;
5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 231,83 лв./MWh;
6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 265,67 лв./MWh;
7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 260,12 лв./MWh.

II. ПРОИЗВОДИТЕЛИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

При утвърждаване на цените на енергийните предприятия, получили лицензия за дейността „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-14-24-7 от 03.04.2023 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление с вх. № Е-13-12-2 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-4 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-34-3 от 04.04.2023 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД, заявление с вх. № Е-14-09-4 от 03.04.2023 г. от „Топлофикация-Русе“ АД и заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2023 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-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, в частта по т. II.2., на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия 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.

Със заявление с вх. № Е-14-24-7 от 03.04.2023 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия – 69,77 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 239 694 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 121 655 хил. лв.; консумативи – 3 129 хил. лв.; други променливи разходи – 1 770 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 1 720 хил. лв.; вноски за фонд „Радиоактивни отпадъци“ и за фонд „Извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения“ – 113 130 хил. лв.;

- Условно-постоянни разходи – 777 011 хил. лв., в т.ч.: разходи за заплати – 187 513 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 46 878 хил. лв.; социални разходи – 32 145 хил. лв.; разходи за амортизации – 203 088 хил. лв.; разходи за ремонт – 150 403 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 156 982 хил. лв.;

- Възвръщаемост – 60 722 хил. лв.;

- Нетна електрическа енергия – 15 442 370 MWh;

- Разполагаемост на предоставената мощност – 16 288 792 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 2,88%, при оборотен капитал 89 418 хил. лв. и регулаторна база на активите 2 100 015 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 2023 г. съгласно процедурата в Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС); прогнозни режими на работа на ЯЕБ през 2023 г. – 2024 г. съгласно плана за развитие на дружеството; планови престои за ПГР – 42 календарни дни на ЯЕБ № 6 през второ полугодие на 2023 г., 40 календарни дни на ЯЕБ № 5 през първо полугодие на 2024 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 16 288 792 MWh;

- прогнозен размер на собствените нужди (бруто производство, намалено с търговски нетен износ в ЕЕС) на база прогнозни експлоатационни режими, в размер на 846 422 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 – 823 622 MWh (5,20 % 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 съпоставим с нивото на отчетените през 2022 г.;

- разходите за амортизации за обекти от електропроизводството са прогнозирани в размер на 203 088 хил. лв. при използване на линейен 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 7 284 хил. лв. Прогнозният размер на амортизациите е с 2% по-висок от отчетната стойност на амортизационните отчисления за 2022 г. Разчетен е на база разходи за амортизация съгласно индивидуалния счетоводен амортизационен план на дружеството и амортизационните планове на предвидените за въвеждане в действие през ценовия период активи, съгласно счетоводните политики;

- разходите за ремонт са определени в размер на 150 403 хил. лв., което представлява увеличение с 63,66% спрямо отчетените за 2022 г. 91 902 хил. лв., поради обективни разлики в обема на ремонтните програми за изминалата 2022 г. и за предстоящия регулаторен период: Отчитайки периодичността на провежданите дейности по техническо обслужване и ремонт (през 1, 2, 4, 5, 8 години) и вариращия обем на допълнителните дейности и коригиращ ремонт, както и пазарните фактори, влияещи на цените на доставките и услугите. Според дружеството сравнение с предходната година и сравнение на разходите за ремонт за предстоящия ценови период по отчетните данни от предходната календарна година е нецелесъобразно и технологично несъотносимо;

- разходите, пряко свързани с дейността по лицензията за производство на електрическа енергия, са прогнозирани на база нормативни изисквания и сключени договори. Съществено увеличени спрямо отчета за 2022 г. са разходите за извозване на отработено ядрено гориво от 24 100 хил. лв. на 42 000 хил. лв., разходите за работно облекло от 1 599 хил. лв. на 4 056 хил. лв., разходите за въоръжена и противопожарна охрана от 23 468 хил. лв. на 27 392 хил. лв. и разходите за безплатна предпазна храна от 14 039 хил. лв. на 18 837 хил. лв.;

- 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. Предвид разликите в горивната конфигурация и в производството през 2022 г. и за следващия регулаторен период, формалното сравнение и фиксиране на разходи за гориво за предстоящ период по отчетни разходи за предходен период без да се вземат предвид обективните технологични и физични фактори е нецелесъобразно;

– регулаторната база на активите (РБА) е определена на база на стойността на активите към 31.12.2022 г., пряко свързани с дейността производство на електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и възлиза на 2 110 015 хил. лв. Необходимият оборотен капитал, като част от РБА, възлиза на 89 418 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:

– Осигурителните вноски са коригирани до отчетените през 2022 г., предвид обстоятелството, че дружеството не е обосновоало завишаването им с 12% при запазване на нивата на работните заплати до отчетените през базисната година;

– Разходите за амортизации са коригирани до отчетените през 2022 г. Приложимият за „АЕЦ Козлодуй“ 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;

– Разходите за ремонт са коригирани от 150 403 хил. лв. на 105 963 хил. лв., представляващи отчетените през базисната година разходи по това перо, индексирани с инфлационен индекс от 15,3% по данни от Националния статистически институт (НСИ) за отчетената за 2022 г. инфлация. Аргументите на дружеството по отношение на периодичността на провежданите ремонтни дейности и твърдението, че сравнение на разходите за ремонт за предстоящия ценови период по отчетните данни от предходната календарна година е нецелесъобразно и технологично несъотносимо са неоснователни. Анализ на заявленията на дружеството по отношение на тази група разходи за последните пет ценови периода категорично показва, че константно „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД заявява значително завишени разходи за ремонт и поддръжка спрямо отчетените през предходната година, като впоследствие отчита съществено по-ниски такива. Данните са представени в следващата таблица:

Разходи за ремонт „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД			
Заявление за утвърждаване на цени /година	Отчет базисна (предходна) година	Стойност по заявление	% Увеличение
2019	59 257	74 788	26,21%
2020	67 279	70 643	5,00%
2021	66 889	89 028	33,10%
2022	79 563	119 769	50,53%
2023	91 902	150 403	63,66%

– Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са коригирани от 156 982 хил. лв. на 133 440 хил. лв., тъй като разходите за работно облекло, материали за текущо поддържане, местни данъци и такси, пощенски разходи, телефони и абонаменти, абонаментно поддържане, наеми, проверка на уреди, експертни и одиторски разходи, командировки, почистване и озеленяване на площадката, отпадни води и безплатна храна са признати на ниво отчет през 2022 г. Разходите за извозване на отработено ядрено гориво (два превоза на 118 касети ОЯГ по рамковото допълнение № 19) са коригирани от 42 000 хил. лв. на 31 873 хил. лв., като са разчетени на база отчетните данни за 2021 г., когато са реализирани два транспорта на 192 касети ОЯГ от ВВЕР-1000;

– Променливите разходи са коригирани от 239 694 хил. лв. на 230 417 хил. лв., в резултат на корекция на разходите за вноски във фонд „Безопасност и съхраняване на радиоактивни отпадъци“ и във фонд „Извеждане на ядрени съоръжения от експлоатация“, които са преизчислени в размер на 10,5% от приходите на дружеството, както и корекция на променливите разходи, класифицирани като други до отчетеното през базисната година ниво;

– Необходимият оборотен капитал е преизчислен на 91 418 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;

– Извършена е корекция на прогнозата на дружеството относно произведената нетна електрическа енергия от 15 442 370 MWh на 15 615 000 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, през 2022 г. 15 615 000 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	15 442 370	15 615 000
2	Променливи разходи	хил. лв.	239 694	230 426
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	777 011	700 037
4	Възвръщаемост	хил. лв.	60 722	60 779
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	1 077 426	991 243
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	69,77	63,48

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изчислена в размер на 63,48 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 991 243 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 615 000 MWh.

2. „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД

С Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., в частта по т. II.3.1., КЕВР е утвърдила за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. на НЕК ЕАД цена за производство на електрическата енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 80,98 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи от 257 427 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 3 178 843 MWh.

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

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на цени, дружеството е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 90,88 лв./MWh, без ДДС, формирана при следните условия:

- Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. от 3 151 095 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 2022 г., като е предвидено увеличение на елементите, върху които има влияние инфлацията. Увеличението е с прогнозен среден процент инфлация в размер на 5,1%, 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 2022 г., с необходимостта от гарантиране безопасността и сигурността на съоръженията, както и подобряване състоянието на сградния фонд и прилежащите терени;

- Разходите за данъци и такси, командировки, охрана на труда, членски внос и разходи за международни организации са прогнозирани на нивото на отчета за 2022 г.;

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

- Разходите за персонал са индексирани с 5,1%;

- 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);

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

- Останалите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията, са увеличени с 5,1% прогнозна инфлация;

- Разходите за услугата водоподаване са увеличени спрямо отчета за 2022 г., като са отразени увеличението на минималната работна заплата и 5,1% прогнозна инфлация;

- НЕК ЕАД включва в цената на ВЕЦ и разходи за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 20 203 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 2022 г. Използваната от дружеството НВ е в размер на 6,27%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 2,89% 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 2022 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

- Социалните разходи са коригирани до отчетените през базисната година. Дружеството не е предоставило обосновка за поисканото увеличение от 25%;

- Разходите, пряко свързани с лицензионната дейност, са коригирани от 20 806 хил. лв. на 19 462 хил. лв., като разходите за работно облекло, въоръжена и противопожарна охрана, разходите за командировки и разходите, класифицирани като други разходи, са признати на

ниво отчет 2022 г. Тези разходи са необосновано завишени (част от тях в пъти), като дружеството не е обосновало подробно причините, налагащи сключването на договорите, които посочва като основание за увеличените разходи;

– Променливите разходи са коригирани от 94 118 хил. лв. на 76 019 хил. лв., в резултат на извършена корекция на разходите за електрическа енергия за работа на помпено-акумулиращи водоелектрически централи от 20 203 хил. лв. на 2 104 хил. лв. Предвидения разход за консумация на ПАВЕЦ в помпен режим е изчислен, като към разхода за закупена електрическа енергия по прогнозната пазарна цена е приспаднал приходът от реализираната електрическа енергия с отразен КПД по получената регулирана цена.

	MWh	лв./MWh	хил. лв.
Разходи за консумирана електрическа енергия от ПАВЕЦ, предоставена от АЕЦ	40 000	63,48	2 539
Разходи за консумирана електрическа енергия от ПАВЕЦ по пазарна цена	10 000	250,00	2 500
Общо консумирана електрическа енергия от ПАВЕЦ	50 000	100,78	5 039
Приход от реализирана електрическа енергия, произведена от ПАВЕЦ	35 000	83,87	2 936
Разлика за компенсиране чрез цена за ВЕЦ			2 104

– 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	3 151 095	3 151 095
2	Променливи разходи	хил. лв.	94 118	76 019
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	117 882	113 902
4	Възвръщаемост	хил. лв.	74 366	74 366
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	286 367	264 287
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	90,88	83,87

Предвид гореизложеното, цената на НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството, е изчислена в размер на 83,87 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 264 287 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 151 095 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-13-12-2 от 31.03.2023 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 278,24 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 43,76 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 329,98 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 2 406 415 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 337 537 хил. лв., консумативи – 37 025 хил. лв., други променливи разходи – 2 031 854 хил. лв. (такса услуга водоползване – 209 хил. лв., енергия за производствени нужди – 770 хил. лв., разходи

за покупка на електрическа енергия от свободен пазар – 2 638 хил. лв., депониране на пепелина – 7 837 хил. лв., разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 2 020 400 хил. лв.);

– Условно-постоянни разходи – 387 219 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 98 982 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 30 341 хил. лв.; социални разходи – 14 848 хил. лв.; разходи за амортизации – 140 000 хил. лв.; разходи за ремонт – 59 161 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 43 887 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 60 283 хил. лв.;

– Нетна електрическа енергия – 8 648 792 MWh;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 10 226 197 MW*h.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 8 648 792 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 2 406 415 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 332 637 хил. лв. при нова цена на въглищата от 01.03.2022 г. в размер на 87,35 лв./тУГ. Не е предвидено увеличение на цената на въглищата в рамките на новия регулаторен период;

– Предвидените разходи за гориво за разпалване са на обща стойност 4 900 хил. лв. и включват разходи за мазут – 1 701 хил. лв. и разходи за природен газ – 3 199 хил. лв. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база прогнозна цена 1 692,61 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 953 370 тона, използвано за сероочистване на димните газове, като сключените договори за доставка са с действаща цена за тон варовик в размер на 37,00 лв./тон. Планираните разходи за варовик възлизат на 35 275 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 11 351 803 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 2 020 400 хил. лв., като за изчислението е използвана цена от 91 евро/тон.

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 условно-постоянни разходи за новия ценови период възлиза на 387 219 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 8,29% спрямо отчетените за 2022 г. и възлизат на 98 982 хил. лв. Увеличението се дължи на 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 повиши с процента на увеличение на минималната работна заплата за страната;

- Разходите, свързани със социални осигуровки, възлизат на 45 189 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 140 000 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 новия регулаторен период е на стойност 59 161 хил. лв. и завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2022 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 2022 г. до месец януари 2023 г. възлиза на 16,4%;

- Планираните от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД разходи за новия ценови период, пряко свързани с дейността на лицензията, възлизат на 43 887 хил. лв. и се увеличават с 14,51% спрямо отчетените за 2022 г. поради по-високите разходи за персонал, ремонти, амортизации, застраховки, разходи за въоръжена и противопожарна охрана, наем хидротехнически съоръжения и такси лиценз;

- Изчислената от дружеството РБА възлиза на 1 808 493 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал в размер на 300 434 хил. лв. или 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходи за амортизации. В стойността на РБА не е включен преоценъчен резерв;

- Използваната от дружеството НВ на собствения капитал (НВск) за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 3%, като среднопретеглената цена на капитала е 3,33%. Дружеството няма дългосрочни задължения, които да участват при изчислението на НВ на привлечения капитал (НВпк).

В постъпилото заявление „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД излага и следните допълнителни аргументи за включването му в микса за регулиран пазар:

- „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. Включването на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в енергийния микс

на обществения доставчик за новия регулаторен период ще осигури гарантиране на енергийните доставки на територията на страната.

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 387 219 хил. лв. на 356 257 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за амортизации, социалните разходи, разходите за 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. Разходите за ремонт са коригирани от 59 161 хил. лв. на 35 910 хил. лв., представляващи отчетените през базисната година разходи по това перо, индексирани с инфлационен индекс от 15,3% по данни от НСИ за отчетената за 2022 г. инфлация.

Предложената от дружеството стойност на разходите за квоти за въглеродни емисии в размер на 2 020 400 хил. лв.³ е преизчислена на 1 935 141 хил. лв.⁴, като очакваното количество емитирани парникови газове е преизчислено на 11 243 429 тона.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	8 648 792	8 648 792
2	Променливи разходи, в т.ч.:	хил. лв.	2 406 415	2 321 156
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил. лв.	2 020 400	1 935 141
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	387 219	356 257
4	Възвръщаемост	хил. лв.	60 283	60 848
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	2 853 918	2 738 261
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	329,98	316,61

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е изчислена в размер на 316,61 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 2 738 261 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 8 648 792 MWh.

4. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ ЕАД

4.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Бобов дол“ АД прогнозна информация

Със заявление с вх. № Е-14-33-4 от 31.03.2023 г. „ТЕЦ Бобов дол“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 365,71 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 44,21 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 430,75 лв./MWh, без ДДС.

³ Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 91,00 €/тон

⁴ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 88,00 €/тон

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

- Променливи разходи – 571 604 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 359 650 хил. лв., други променливи разходи – 211 954 хил. лв. (разходи за материали – 425 хил. лв., разходи за хидратна и негасена вар за СОИ – 5 815 хил. лв., разходи за поддръжка (депониране) – 115 хил. лв., такса услуга водоползване – 266 хил. лв., вода за производствени нужди – 365 хил. лв., разходи за покупка на електрическа енергия – 6 009 хил. лв., акциз на въглища за производство на топлинна енергия в инсталации за КП – 163 хил. лв., разходи за външни услуги – 39 054 хил. лв., разходи по чл. 36е от ЗЕ – 9 240 хил. лв., разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 150 501 хил. лв.);

- Условно-постоянни разходи – 86 221 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 22 649 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 6 618 хил. лв.; социални разходи – 639 хил. лв.; разходи за амортизации – 11 445 хил. лв.; разходи за ремонт – 36 847 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 8 024 хил. лв.;

- Възвръщаемост – 15 445 хил. лв.;

- Нетна електрическа енергия – 1 563 000 MWh;

- Разполагаемост на предоставената мощност – 2 299 380 MW*h.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложили параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 1 800 000 MWh;

- собствени нужди – 13,17%;

- нетна електрическа енергия – 1 563 000 MWh;

- брутен специфичен разход условно гориво, при средна калоричност на суровините 2006 kcal./кг. – 380,8 г.у.г./kWh;

- нетен специфичен разход условно гориво – 438,57 г.у.г./kWh;

- разход на мазут – 3 600 тона.

Цената за разполагаема мощност „ТЕЦ Бобов дол“ АД 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 – 7,67%, при оборотен капитал 45 151 хил. лв. и регулаторна база на активите – 201 349 хил. лв.

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“ АД включва в разходите за квоти за въглеродни емисии емитираните през 2022 г. по цена от 95,00 евро/тон.

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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. „ТЕЦ Бобов дол“ АД прогнозира разходите за заплати да са в размер на 22 649 хил. лв., съответстващи на разходите за заплати през 2022 г., увеличени с 10% поради настъпилата инфлация в страната. Начисленията, свързани с работните заплати, които „ТЕЦ Бобов дол“ АД прогнозира, са 7 257 хил. лв. за осигурителни вноски по нормативни документи.

„ТЕЦ Бобов дол“ АД предвижда амортизационни разходи в размер на 11 445 хил. лв., формиращи на база отчет 2022 г.

Разходите за ремонт са 36 847 хил. лв., като се предвижда ремонт на блокове № 1, № 2 и № 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 8 024 хил. лв., определени на база отчет 2022 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, се установи, че условно-постоянните разходи на дружеството са определени като отчетените през базисната година стойности (без разходите за амортизации) са индексирани с инфлационен коефициент в размер на 10%. В тази връзка корекция до отчетеното ниво през базисната година е извършена единствено на съдебните разходи и тези за местни данъци, за които инфлацията е неприложима.

По отношение на променливите разходи на дружеството, 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 150 501 хил. лв.⁵ на 139 412 хил. лв.⁶

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	1 563 000	1 563 000
2	Променливи разходи	хил. лв.	571 604	551 274
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил. лв.	150 501	139 412
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	86 221	86 155
4	Възвръщаемост	хил. лв.	15 445	15 445
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	673 270	652 875
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	430,75	417,71

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е изчислена в размер на 417,71 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 652 875 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 563 000 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 04.04.2023 г. „ТЕЦ Марица 3“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 451,93 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 19,94 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 548,90 лв./MWh, без ДДС.

⁵ Стойността е изчислена от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 95,00 €/тон

⁶ Стойността е произчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 88,00 €/тон

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 61 011 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 12 717 хил. лв.; консумативи – 288 хил. лв.; други променливи разходи – 48 006 хил. лв. (такса услуга водоползване – 14 хил. лв., разходи за покупка на електрическа енергия – 20 445 хил. лв., разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 26 200 хил. лв.; разходи за абсорбент – 1 347 хил. лв.;

- Условно-постоянни разходи – 12 256 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 4 357 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 1 154 хил. лв.; социални разходи – 0 хил. лв.; разходи за амортизации – 3 678 хил. лв.; разходи за ремонт – 1 938 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 1 128 хил. лв.;

- Възвръщаемост – 835 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 61 011 хил. лв., като в нея дружеството включва горива за производство: местни въглища – 162 685 т., биомаса – 40 500 т. и природен газ – 1 500 х.нм³, 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 8 033 хил. лв. Очаква се специфичният разход на условно гориво за бруто произведена електрическа енергия да е 434,1 гуг./kWh. Разходи за биомаса – 2 734 хил. лв. Действаща средна цена на гориво към 31.12.2022 г. – 160,77 лв./тУГ;

- разходите за газ за разпалване и стабилизиране на горивния процес са на обща стойност 1 950 хил. лв. По-високите разходи за природен газ се дължат на прогнозираното по-голямо производство и увеличаване (поради диспечирание) на циклите пуск/стоп за централата. Очакваният разход на природен газ за целия период е около 1 500 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 1 347 хил. лв.

По отношение на условно-постоянните разходи дружеството планира средства за работни заплати и осигуровки за регулаторния период 01.07.2023 – 30.06.2024 г. в размер на 4 357 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.

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 1 938 хил. лв. Дружеството обосновава завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение

с отчетените през 2022 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 11 927 хил. лв.

5.2. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД, се установи, че условно-постоянните разходи на дружеството са определени като отчетените през базисната година стойности (без разходите за амортизации, които са намалени с 5%) са индексирани с инфлационен коефициент в размер на 15,3%, съответстващ на отчетената за 2022 г. инфлация, обявена от НСИ. В тази връзка корекция до отчетеното ниво през базисната година е извършена единствено на съдебните разходи и тези за местни данъци, за които инфлацията е неприложима.

По отношение на променливите разходи на дружеството, разходите за закупена електрическа енергия са коригирани от 17 732 хил. лв. на 11 526 хил. лв. предвид прогнозата пазарната цена да е с около 45% по-ниска спрямо отчетената за предходната година. Разходите за квоти за въглеродни емисии са преизчислени от 26 200 хил. лв.⁷ на 21 958 хил. лв.⁸

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.	61 011	47 850
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил. лв.	26 200	21 958
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	12 852	12 838
4	Възвръщаемост	хил. лв.	596	596
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	73 863	60 688
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	547,13	449,54

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД е изчислена в размер на 449,54 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 60 688 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 135 000 MWh.

⁷ Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица 3“ АД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 105,00 €/тон

⁸ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 88,00 €/тон

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 03.04.2023 г. „Топлофикация Русе“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 465,14 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 6,81 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 471,94 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 117 102 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 90 734 хил. лв., от които основно гориво (вносни въглища) – 57 674 хил. лв. и гориво за разпалване (мазут) – 33 060 хил. лв.; консумативи – 300 хил. лв.; други променливи разходи – 26 068 хил. лв., от които разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 25 662 хил. лв. и разходи за СОИ – 400 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 1 653 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 104 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 27 хил. лв.; разходи за амортизации – 800 хил. лв.; разходи за ремонт – 549 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 173 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 60,7 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 251 757 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложиени параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 288 000 MWh;
- собствени нужди – 12,58%;
- нетна електрическа енергия – 251 757 MWh;
- брутен специфичен разход условно гориво – 372,8 г.у.г./kWh;
- нетен специфичен разход условно гориво – 426,47 г.у.г./kWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложиени 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 1 653 хил. лв. на 1 241 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.

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	251 757	251 757
2	Променливи разходи в т.ч.	хил. лв.	117 102	117 102
2.1.	квоти за въглеродни емисии	хил. лв.	25 662	25 662
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	1 653	1 241
4	Възвръщаемост	хил. лв.	61	61
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	118 816	118 404
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	471,94	470,31

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „Топлофикация Русе“ АД е изчислена в размер на 470,31 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 118 404 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 251 757 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.

Предвид горното и с оглед вида на използвания първичен енергиен източник при производители на електрическа енергия от възобновяеми източници, технологията на производство при производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и условията на дългосрочните договори за изкупуване на електрическа енергия, сключени с „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и с „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, за тези производители не се определя индивидуална разполагаемост, а количества електрическа енергия, с които общественят 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 общественят 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 – 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с: вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2023 г. от НЕК

ЕАД, вх. № Е-13-47-13 от 30.03.2023 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, вх. № Е-13-49-7 от 31.03.2023 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-14 от 31.03.2023 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-7 от 03.04.2023 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-2 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-33-4 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, вх. № Е-14-34-3 от 04.04.2023 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД и вх. № Е-14-09-4 от 03.04.2023 г. от „Топлофикация-Русе“ АД. Използвана е и информация, постъпила от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД в отговор на изпратено от КЕВР писмо с изх. № Е-13-77-5 от 04.04.2023 г.

Въз основа на гореизложеното, за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 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“ ЕАД – 4 926 799 MWh;
- „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 334 451 MWh;
- „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 2 959 581 MWh;
- „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – 2 150 MWh.

Предвид отклоненията на прогнозите на крайните снабдители от реално закупените количества от обществения доставчик през последните три ценови периода, както и разминаването в прогнозите на НЕК ЕАД (12 558 076 MWh) и крайните снабдители (11 957 568 MWh) за следващия ценови период, при определянето им са използвани отчетните данни за 2022 г., които са индексирани с 3% – 12 222 981 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 33 876 757 MWh, от които 12 222 981 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., лв./MWh	Разлика в %
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	63,48	256,37	-75,24%
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	83,87	256,37	-67,29%
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	316,61	256,37	23,50%
4	„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	417,71	256,37	62,93%
5	„ТЕЦ Марица 3“ АД	449,54	256,37	75,35%
6	„Топлофикация Русе“ АД	470,31	256,37	83,45%

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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 256,37 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 тези дружества не може да бъде определена разполагаемост за производство на електрическа енергия за изкупуване от обществения доставчик, тъй като видно от аргументите по т. II. по-горе 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.

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 снабдителите, 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 –ЗС Марица Изток 1“	3 345 000	3 010 500	334 500
2	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	3 346 000	3 011 400	334 600
3	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 500 kW	281 455	281 455	0
4	Топлофикационни и заводски централи под 500 kW	3 132	3 132	0
5	Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ	6 975 587	6 306 487	669 100
6	АЕЦ „Козлодуй“	4 993 200	4 993 200	0
7	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 151 095	923 294	2 227 801
9	Общо количество енергия, реализирано от НЕК ЕАД	15 219 882	12 222 981	2 996 901

Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници под 500 kW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2022 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

общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители:

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. за закупуване от обществения 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	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	ВИ	ОБЩО
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.23	48 487	282 720	190 500	250 000	175	34 915	806 797
авг.23	57 182	282 720	150 000	290 000	129	28 069	808 101
сеп.23	28 136	244 800	30 000	400 000	127	22 531	725 594
окт.23	27 622	223 500	150 000	450 000	112	14 737	865 971
ное.23	39 814	324 000	270 000	420 000	374	4 363	1 058 551
дек.23	109 285	520 800	360 000	430 000	395	4 674	1 425 153
яну.24	78 737	558 000	360 000	490 000	484	19 707	1 506 927
фев.24	38 391	522 000	320 000	281 400	442	21 324	1 183 558
мар.24	327 427	668 700	370 000	0	459	28 353	1 394 939
апр.24	60 456	540 000	300 000	0	151	32 577	933 184
май.24	62 317	446 400	250 000	0	145	37 086	795 948
юни.24	45 441	379 560	260 000	0	138	33 119	718 258
юли 2023-юни.24	923 294	4 993 200	3 010 500	3 011 400	3 132	281 455	12 222 981

Потреблението на клиентите на крайните снабдители ще бъде покривано с енергията от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД и от енергията по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ.

В допълнение към горното, следва да се отчете обстоятелството, че поради изтичане срока на споразумението за изкупуване на електрическа енергия между НЕК ЕАД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД на 21.02.2024 г., е необходимо количествата електрическа енергия, които ще отпаднат от задължението за изкупуване от обществения доставчик, да бъдат заместени с други, с цел осигуряване потреблението на клиентите на регулирания пазар, респективно структурата на потреблението на този пазар – със силно изразени пикове през сутрешните и вечерни часове на денонощието. Потреблението на клиентите на крайните снабдители е силно модулирано, като на база отчетено потребление за 2022 г., през месеците от март до юни разликата между минимума и пика на потребление варира от 800 MW (м. юни) до 1 380 MW (м. март). Тази разлика в потреблението се покрива от диапазона за регулиране, предоставян от блоковете в централите със сключени споразумения за изкупуване на енергия (СИЕ), както и от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД. След изтичане срока на СИЕ с „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, общественият доставчик се лишава от възможността да разполага с близо 300 MW диапазон за регулиране.

Предвид горното и с оглед гарантиране сигурността на снабдяването на регулирания пазар е необходимо общественият доставчик да бъде обезпечен по отношение на

преодоляването на неравномерното потребление на електрическа енергия на този пазар. Последното не може да бъде осъществено единствено чрез количествата електрическа енергия, която се произвежда от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, с оглед на което на обществения доставчик следва да бъдат осигурени допълнителни количества електрическа енергия в размер на 100 000 MWh от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за периода март 2024 г. – юни 2024 г. за обезпечаване работата на ПАВЕЦ в помпен режим и покупко-продажба на свободния пазар с цел осигуряване на сигурността на снабдяването за клиентите на регулирания пазар. Този извод е обоснован с оглед профила на товара и цената на електрическата енергия, произвеждана от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – арг. от чл. 24, ал. 2 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 – 63,48 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 991 243 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 615 000 MWh.;

– НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – 83,87 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 264 287 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 151 095 MWh.

IV. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, е в размер на 81,90 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 6,53 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 989 919 хил. лв. и количества електрическа енергия – 12 086 618 MWh.

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2023 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 за 2022 г., с увеличение от 3% – 12 558 076 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 5 200 000 MWh, като е увеличено спрямо количеството по Решение № Ц-19 от 01.07.2022г. с 206 800 MWh. Увеличените количества електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД компенсират отпадането от 21.02.2024 г. на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД от обхвата на чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ, поради изтичане срока на дългосрочното споразумение за изкупуване на енергия, сключено между дружеството и НЕК ЕАД;

– 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 3 345 000 MWh;

– количествата електрическа енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са в размер на 3 146 000 MWh, изчислени до изтичане срока на СИЕ на 21.02.2024 г.;

– количества електрическа енергия от свободния пазар (БНЕБ ЕАД) – 745 971 MWh;

– компенсация от ФСЕС – 2 223 144 хил. лв.;

– компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ за следващия регулаторен период в размер на 3% от цената за енергия на обществения доставчик за регулирания пазар – 6,99 лв./MWh.

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

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

– 12 222 981 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;

– 2 896 901 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	5 093 200	323 316	63,48
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 151 095	264 282	83,87
3	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 345 000	1 331 286	397,99
4	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	3 346 000	1 080 470	322,91
5	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	3 132	2 108	673,05
6	ВИ под 500 kW	281 455	85 043	302,15
7	Средна покупна цена на обществения доставчик	15 219 882	3 086 506	202,79

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 СИЕ. Цената за разполагамост 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 дружеството, а количествата електрическа енергия, изкупени от обществения доставчик, са изчислени до изтичане срока на СИЕ на 21.02.2024 г.

Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, са изчислени на база отчетни данни за производството за 2022 г.

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са съгласно доклад с вх. № Е-Дк-663 от 22.05.2023 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 6,08 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	316 968	63,48
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	923 294	77 437	83,87
3	„Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД	3 010 500	777 610	258,30
4	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	3 011 400	777 843	258,30
5	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	3 132	755	240,98
6	ВИ под 500 kW	281 455	56 062	199,19
7	Общо количество електрическа енергия необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	12 222 981	2 006 675	164,17
8	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“	12 222 981	74 316	6,08
9	Компенсирани от ФСЕС разходи на обществен доставчик във връзка с чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	12 222 981	-692 799	-56,68
10	Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (р.7+р.8+р.9)	12 222 981	1 388 164	113,57

Прогнозните пазарни цени на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници и на производителите с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изчислени съгласно раздел IIIа от НРЦЕЕ. С оглед равнопоставеност, идентичен подход е приложен и при определянето на прогнозната пазарна цена на производителите със сключени СИЕ, като е изчисления коефициент е в размер на 1,00753. В тази връзка, допълнителен аргумент е обстоятелството, че операторът на пазара може по реда и при условията на чл. 112, ал. 2, т. 1 от ЗЕ да откаже да потвърди графика на обществен доставчик, ако не е спазено задължението за предоставяне на резерв и допълнителни услуги по договори с оператора на електропреносната мрежа, което би довело до недостиг на електрическа енергия за задоволяване нуждите на регулирания пазар.

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 клиенти, 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 обществен 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, разходите на обществен доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ следва да отразяват и разликата между разходите за електрическа енергия от „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, предназначена за регулирания

пазар, и осреднените пълни разходи на производителите, които биха попълнили микса при липса на сключени СИЕ.

Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдителите, е 113,57 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 6,08 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходимими годишни приходи – 1 388 164 хил. лв. и енергия – 12 222 981 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. 93а и чл. 94 от ЗЕ през новия ценови период;
- разходи за компенсиране на разходи за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. на ФСЕС;
- 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са оценени на 2 637 176 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 за емисии на парникови газове за новия регулаторен/ценови период е оценен на 1 987 250 хил. лв., като са взети предвид прогнозните нетни количества квоти за емисии на парникови газове, които Р България ще реализира на ЕЕХ и трендът на изменение на цените на квотите. Прогнозата е направена при прогнозираните цени от 85,50 евро/тон в начало на периода 01.07.2023 г., плавно покачващи се и достигащи до 91,00 евро/тон в края на периода – 30.06.2024 г. Отчетени са рисковете от изтегляне на квоти през втората половина на 2023 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 656 490 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

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на цени НЕК ЕАД посочва, че от началото на регулаторния период 01.07.2022 г. до 28.02.2023 г. крайните снабдители са закупили 190 520 MWh повече от предвиденото от КЕВР. Източници за осигуряване на тази електрическа енергия са централите с дългосрочни договори „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, в резултат на което са направени значителни разходи, които не са били включени в необходимите му приходи, а са финансирани от обществения доставчик. Завишеното потребление на крайните снабдители е било в период с високи цени на въглеродните емисии (достигащи 100 евро/тон), като средната цена, по която е закупувана електрическата енергия от централите, е в размер на 366 лв./MWh. НЕК ЕАД отбелязва, че приходът за тази електрическа енергия е само от цената на крайните снабдители (81,90 лв./MWh), което формира ликвиден дефицит от 54 млн. лв. в дружеството, в резултат на изпълнение на задълженията му като обществен доставчик.

Съгласно чл. 34 от ЗЕ енергийните предприятия имат право да предявят искане за признаване и компенсиране на невъзстановяеми разходи, произтичащи от извършени инвестиции и/или сключени сделки до влизането в сила на този закон, които не могат да бъдат възстановени в резултат на създаване на конкурентен електроенергиен пазар. Съгласно ал. 3 от същата разпоредба енергийните предприятия подават заявление пред Комисията за признаване на разходите за невъзстановяеми и за установяване на размера им, като към заявлението се представят доказателства за основанието за възникване на невъзстановяемите разходи и за размера им.

Съгласно чл. 34, ал. 5 от ЗЕ Комисията, ръководейки се от принципите по чл. 23 и при отчитане на промените в конкурентните условия, преизчислява ежегодно максималния общ размер на компенсацията, свързана с невъзстановяемите разходи, и определя обема за възстановяване за съответния период. За допълнителните количества електрическа енергия от двете централи, които общественият доставчик е реализирал на регулирания пазар е безспорно, че същият следва да бъде компенсиран, тъй като те са включени в микса по определената за тях прогнозна пазарна цена, която не е променяна до края на регулаторния период. Размерът на компенсацията, обаче, следва да се съобрази с обстоятелството, че е налице сериозно отклонение между прогнозната цена на квотите за въглеродни емисии и постигнатата средна такава за периода.

Анализът на данните относно закупените и съответно реализирани количества електрическа енергия от обществения доставчик (отчет за периода 01.07.2022 г. – 30.04.2023 г. и прогноза за месеците май и юни 2023 г.) показва, че на НЕК ЕАД ще са необходими допълнително 433 591 MWh за задоволяване на потреблението на регулирания пазар, от които 310 074 MWh поради по-високи заявки от крайните снабдители и 123 517 MWh поради пониско спрямо заложеното в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. производство на производители от възобновяеми източници с инсталирана мощност под 500 kW.

Данните по отношение на количествата електрическа енергия, необходими на крайните снабдители са представени по-долу:

Крайни снабдители			
	Количества, съгласно Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г, MWh	Отчетени количества, MWh	Отклонение, MWh
юли.22	814 084	804 772	-9 312
авг.22	801 830	806 073	4 243
сеп.22	683 172	723 774	40 602
окт.22	997 793	863 798	-133 995
ное.22	1 088 526	1 055 895	-32 631
дек.22	1 393 582	1 421 577	27 995
яну.23	1 362 255	1 435 056	72 801
фев.23	1 147 719	1 368 536	220 817
мар.23	1 280 358	1 229 549	-50 809
апр.23	1 025 900	1 111 687	85 787
май.23 очаквано	761 418	845 994	84 576
юни.23 очаквано	729 980	729 980	0
юли 2022- юни.23	12 086 617	12 396 691	310 074

Данните по отношение на произведените количества от производители от възобновяеми източници с инсталирана мощност под 500 kW са представени по-долу:

ВЕИ под 500 kW			
	Количества, съгласно Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г, MWh	Отчетени количества, MWh	Отклонение, MWh
юли.22	39 587	35 946	-3 641
авг.22	36 691	28 898	-7 793
сеп.22	28 241	23 196	-5 045
окт.22	18 854	15 172	-3 682
ное.22	12 457	4 492	-7 965
дек.22	10 216	10 000	-216
яну.23	19 701	7 402	-12 299
фев.23	25 723	13 529	-12 194
мар.23	33 207	16 639	-16 568
апр.23	39 752	16 593	-23 159
май.23 очаквано	46 099	29 962	-16 137
юни.23 очаквано	42 327	27 510	-14 817
юли 2022- юни.23	352 855	229 338	-123 517

Размерът на компенсацията, следва да се съобрази с обстоятелството, че е налице сериозно отклонение между прогнозната цена на квотите за въглеродни емисии и постигнатата средна такава за периода. В Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., при изчислението на компенсацията на обществения доставчик за реализираната електрическа енергия на регулирания пазар от централите със сключени СИЕ, е заложена прогнозна цена на квотите за въглеродни емисии от 91,00 евро/тон, докато постигнатата е в размер на 82,43 евро/тон. В тази връзка, посочените обстоятелства следва да бъдат взети предвид с оглед точното установяване на размера на невъзстановяемите за НЕК ЕАД разходи, както и за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В допълнение, неотчитането на тези обстоятелства ще доведе до двойно компенсиране на обществения доставчик, а именно: от една страна чрез претендираната

компенсация от ФСЕС за допълнителни количества закупена електрическа енергия, а от друга - чрез реализирания надвзет приход от по-ниските цени на квотите за въглеродни емисии, спрямо заложените в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., както и до нарушаване на интересите на клиентите. В тази връзка, надвзетия от обществения доставчик приход е остойностен в размер на 129 421 хил. лв., отразяващ емитираните 7 460 173 тона въглеродни емисии, съответстващи на количествата електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, предназначени за регулирания пазар, и отклонението между прогнозната и отчетената цена на квотите въглеродни емисии на ЕЕХ.

В таблицата по-долу е представено изчислението на стойността на компенсацията на обществения доставчик за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.:

		Количество, MWh	Цена, лв./MWh	Разходи, хил. лв.
1	Допълнителни количества, остойностени по среднопретеглената цена на централите със сключени СИЕ, използвана в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г, коригирана във връзка с отчетена по-ниска стойност на квотите за въглеродните емисии	433 591	340,13	147 477
2	Приход от цена за обществена доставка	433 591	81,90	-35 511
3	Стойност на недоставените количества от производители от възобновяеми източници, с инсталирана мощност под 500 kW	123 217	235,14	-28 973
4	Надвзет приход от квоти въглеродни емисии			-129 421
5	Общ надвзет приход на обществения доставчик			-46 428

Във връзка с гореизложеното се установява, че общественият доставчик е реализирал надвзет приход в размер на 46 428 хил. лв. за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., като тази сума следва да се приспадне от стойността на компенсациите, които НЕК ЕАД следва да получи от ФСЕС за следващия ценови период.

По отношение на изпълнението на прогнозните приходи от продажба на квоти за въглеродни емисии за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., определени с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, с писмо с вх. № Е-04-64-5 от 16.05.2023 г. ФСЕС е предоставил отчетни данни за периода 01.07.2022 г. – 30.04.2023 г., както и прогноза за месеците май и юни 2023 г. Видно от тази информация, реализираните от Фонда приходи са със 178 727 хил. лв. по-малко спрямо предвидените в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. В резултат на натрупания недостиг ФСЕС твърди, че е в невъзможност да покрие одобрени разходи на обществения доставчик в размер на 106 000 хил. лв. В тази връзка в разходите на ФСЕС е добавена компенсация за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. в размер на 106 000 хил. лв.

По отношение на предявените за възстановяване 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, заложиени 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 снабдителите 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 отностите за съответния регулаторен период решения на Комисията.

2.2. Разходи за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 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:

2.2.1. Разходи за изплащане на премии на производители от възобновяеми източници в размер на 311 776 хил. лв.

		Средства за компенсиране
		хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	-
2	ВяЕЦ	-
3	ФтЕЦ	279 012
4	Биомаса	32 764
5	Общо ВИ	311 776

2.2.2. Разходи за компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия, произведена от производители от възобновяеми източници, с инсталирана мощност под 500 kW, в размер на 28 981 хил. лв.

		Средства за компенсиране
		хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	-
2	ВяЕЦ	-
3	ФтЕЦ	26 565
4	Биомаса	2 416
5	Общо ВИ	28 981

Разходите на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с инсталирана мощност под 500 kW, които следва да бъдат компенсирани от ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на електрическа 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 на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в размер на 1 098 088 хил. лв., формирани съгласно данните в доклад с вх. № Е-Дк-663 от 22.05.2023 г.

2.2.4. Разходи на ФСЕС за компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ВЕКП) в размер на 1 353 хил. лв., формирани съгласно данните в доклад с вх. № Е-Дк-663 от 22.05.2023 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 електрическа 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 общественния доставчик за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ в размер на 120 588 хил. лв.

2.2.6. Компенсация на общественния доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители в размер на 15 189 хил. лв.

2.2.7. Допълнителна компенсация на общественния доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ в размер на 692 799 хил. лв.

3. Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

Баланс между приходи и разходи за периода 01.07. 2023 г. – 30.06.2024 г.		
I.	Приходи	2 637 176
1.	Приходи от вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ	649 926
2.	Приходи от квоти за въглеродни емисии по Закон за ограничаване изменението на климата – чл. 36д, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	1 987 250
II.	Разходи	2 636 900
1.	Разходи за предходни регулаторни периоди	59 572
1.2.	Надвзет приход на общественния доставчик за електрическата енергия от производителите със сключени СИЕ за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	-46 428
1.3.	Компенсация на ФСЕС за натрупан недостиг през ценовия период от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г.	106 000
2.	Разходи за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	2 577 328
2.1.	Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители от възобновяеми източници	311 776
2.2.	Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители от електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	1 098 088
2.3.	Компенсация на общественния доставчик за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници	28 981
2.4.	Компенсация на общественния доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	1 353
2.5.	Компенсация на общественния за изкупуване на електрическа енергия от производителите със сключени СИЕ	298 555
2.5.1.	ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1“	214 102
2.5.2.	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	84 453
2.6.	Компенсация на общественния доставчик за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ	120 588
2.7.	Компенсация на общественния доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	15 189
2.8.	Допълнителна компенсация на общественния доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	692 799
2.9.	Разходи на ФСЕС по чл. 36б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ	10 000

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-13-41-35 от 31.03.2023 г.

1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-41-35 от 31.03.2023 г. ЕСО ЕАД е предложило:

- Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 1,06 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 2,46 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 4,89 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 22,64 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-19 от 01.07.2022 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г. (лв./MWh)	Изменение, %
1	Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	0,68	1,06	55,88%
2	Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	2,30	2,46	6,96%
3	Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	5,26	4,89	-7,03%
4	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	19,89	22,64	13,83%

1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

София 1000, бул. „Княз Ал. Дондуков“ № 8-10
 тел.: (02) 988 87 30; факс: (02) 988 87 82
www.dker.bg, dker@dker.bg

1.1.1. Общото количество електрическа енергия, на база на което дружеството ще реализира приходи, е 33 330 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 34 427 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 2023 г. по Кодекса на труда;

б) Разходите за амортизации са определени на база реални активи и утвърдени амортизационни норми и при отчитане инвестиционната програма на дружеството за 2023 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 2023 г., одобрени от Управителния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 71 от 20.12.2022 г. и от Надзорния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 71 от 21.12.2022 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, в размер на 920 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 1 032 хил. лв.;

– разходи, свързани с европейската платформа за краткосрочна адекватност, както и верификационната платформа на ENTSO-E, общо в размер на 381 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 153 хил. лв.;

– разходи свързани с участие в международното сътрудничество по управление на мрежата (IGCC) в размер на 39 хил. лв.;

– разходи за инфраструктурна услуга във връзка с многостранно споразумение за комуникационните мрежи с ENTSO-E в размер на 455 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 28 500 хил. лв.;

1.1.3. Необходим оборотен капитал – 18 131 хил. лв., изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ;

1.1.4. Регулаторна база на активите в размер на 51 875 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.1.5. Възвръщаемост – 778 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 01.07.2023 г. до 30.06.2024 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 – 40 979 000 MWh;

1.2.2. Условно-постоянни разходи – 31 626 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 – 68 401 хил. лв., в т.ч. разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 3 621 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 12 473 хил. лв. и разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 52 307 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 със 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. Регулаторна база на активите в размер на 51 875 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.2.5. Възвръщаемост – 715 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

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

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 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 – 3 630 000 MWh;

1.3.2. Условно-постоянни разходи – 2 801 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 – 6 059 хил. лв., в т.ч. разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 321 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 1 105 хил. лв. и разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 4 633 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 със 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 ВЕЦ 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. Регулаторна база на активите в размер на 49 956 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.3.5. Възвръщаемост – 63 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 фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи 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 – 33 330 000 MWh;

1.4.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 325 054 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати (възнаграждения) – 109 303 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 57 180 хил. лв.; разходи за амортизации – 80 303 хил. лв.; разходи за ремонт и поддръжка – 29 238 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 49 030 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 определени на база отчет на въведени в експлоатация към 31.12.2022 г. активи и утвърдени амортизационни норми.

в) Предвидените по-високи разходи за безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт за 2023 г., спрямо отчетените такива през 2022 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 сключена застрахователна полица, в сила от 01.01.2023 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 177 709 хил. лв., а на инвестиционната програма – 169 561 хил. лв., които представляват 97% 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 № 71 от 20.12.2022 г. и от Надзорния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 71 от 21.12.2022 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 колективен трудов договор, 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 412 238 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 421,07 лв./MWh, утвърдена с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.;

1.4.4. Корекция на основание чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на (минус) - 6 732 хил. лв.

1.4.5. Регулаторна база на активите – 2 186 558 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 – 82 124 хил. лв.;

1.4.6. Възвръщаемост – 87 462 хил. лв.

1.4.7. Норма на възвръщаемост – 4,00%;

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

1.4.9. Приходи от предоставяне на преносна способност – 48 329 хил. лв.

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 34 427 хил. лв. на 26 058 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт и поддръжка, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, командировки и обучение и квалификация, са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за междуоператорско компенсиране на разходите при взаимно използване на преносните мрежи са намалени с очакваните приходи на дружеството по това перо, като са преизчислени от 28 500 хил. лв. на 14 000 хил. лв.

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 14 943 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.	34 427	26 058
2	Възвръщаемост	хил. лв.	778	730
3	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил. лв.	35 205	26 788
4	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MW*h	33 330 000	33 330 000
5	Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС	лв./MWh	1,06	0,80

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 34 427 хил. лв. на 26 058 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт и поддръжка, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, командировки и обучение и квалификация, са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за междуоператорско компенсиране на разходите при взаимно използване на преносните мрежи са намалени с очакваните приходи на дружеството по това перо, като са преизчислени от 28 500 хил. лв. на 14 000 хил. лв.

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 14 943 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 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 01.07.2022 г. – 30.06.2023 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.	26 058
5	Възвръщаемост	хил. лв.	730
6	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	101 248
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	44 609 000

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	101 248	44 609 000
Производители с динамично променяща се генерация	8 239	3 630 000
Производители с изкл. на производителите с динамично променяща се генерация	93 009	40 979 000

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.	100 741	93 009
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	40 979 000	40 979 000
3	Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	2,46	2,27

2.3. Цена 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 възобновяеми източници, 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 електропреносното и/или електроразпределителното 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, чл. 27 и чл. 28 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 възобновяеми източници.

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 електропреносната 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 фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, за разлика от производството на електрическа енергия от водноелектрически централи 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 за 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	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	8 760	8 760
2	Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп на производители.	хил. лв.	8 861	8 239
3	Възвръщаемост	хил. лв.	129	64
4	Необходими приходи	хил. лв.	17 750	17 063
5	Прогнозни количества	MWh	3 630 000	3 630 000
6	Цена за достъп	лв./MWh	4,89	4,70

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 325 054 хил. лв. на 307 878 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, въоръжена и противопожарна охрана, охрана на труда, командировки, обучение и квалификация, делегации, както и данъци, удържани при източника съгласно ЗКПО, са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за ремонт са

коригирани от 29 238 хил. лв. на 24 370 хил. лв., представляващи отчетените през базисната година разходи по това перо, индексирани с инфлационен индекс от 15,3% на основата на данни от Националния статистически институт за отчетената за 2022 г. инфлация. Разходите за вода, отопление и осветление са коригирани до отчета за 2021 г. предвид очакваното намаляване на цената на електрическата енергия на свободния пазар до нивата, наблюдавани през тази година. Разходите за представителни цели, както и тези за такси към БНЕБ ЕАД, са извадени от структурата на разходите.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, необходимият оборотен капитал е преизчислен съгласно чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ на 53 714 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.

Нормата на възвръщаемост е коригирана на 3%, съответстващо на нивото, предложено от дружеството за утвърждаване на цените за достъп до електропреносната мрежа.

Количеството на технологичните разходи по преноса на електрическа енергия е запазено на нивото, утвърдено с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., в размер на 930 000 MWh, като е остойностено по 245,69 лв./MWh в съответствие с определената по-горе прогнозна пазарна цена, към която е прибавена цената за задължения към обществото.

Предложеният от дружеството надвзет приход по чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на 6 732 хил. лв. е преизчислен на 26 355 хил. лв., като са взети предвид отчетните данни за количествата технологичен разход и цените на електрическата енергия за периода 01.07.2022 г – 31.12.2022 г., компенсациите по програма/решение на Министерския съвет за компенсация на разходите на мрежовите оператори за покупка на електрическа енергия за технологични разходи, получени за периода 01.07.2022 г. – 31.12.2022 г., сключените от дружеството дългосрочни договори на платформата на БНЕБ ЕАД и прогнозна цена за второ тримесечие на пазара „Ден напред“ в размер на 225,18 лв./MWh. В резултат на гореописаните показатели среднопретеглената пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период, е изчислена в размер 371,69 лв./MWh, като при прилагане на формулата съгласно чл. 27а от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи по чл. 27 от НРЦЕЕ следва да се коригират с (минус) - 26 355 хил. лв.

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.	325 054	307 878
2	Възвръщаемост	хил. лв.	87 462	64 744
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	412 237	228 492
4	Корекция по чл. 27а от НРЦЕЕ	хил. лв.	-6 732	-26 355
6	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-15 000	-15 000
7	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-48 329	-48 329
8	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	754 694	511 430
9	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	33 330 000	33 330 000
10	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	22,64	15,34

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

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,80 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 26 788 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 330 000 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 2,27 лв./MWh, без ДДС, която се дължи от производители на електрическа енергия, с изключение на тези от слънчева и вятърна енергия, при необходими годишни приходи 93 009 хил. лв. и количества електрическа енергия 40 979 000 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 4,70 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 17 063 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 3 630 000 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 15,34 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 511 430 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 330 000 MWh.

VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, с вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД и с вх. № Е-13-273-71 от 31.03.2023 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-13-09-12 от 18.04.2023 г., с което е предоставена прогнозна информация за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 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 третата 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“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.;

- 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 15,3% за предходен период на основата на данни от НСИ относно индекса на потребителските цени за 2022 г. Във връзка с корекцията на оперативните разходи с коефициент за подобряване на ефективността, следва да се има предвид, че 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 втората година от шестия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през 2022 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, на основание чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

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

2.1. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ ЕАД

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.1. цени, без ДДС, на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01653 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,06759 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02151 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00648 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД цени със заявление с вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г. и действащите цени на дружеството:

„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ ЕАД			
Цени	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01653	0,01784	7,92%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,06759	0,07064	4,51%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00648	0,00736	13,58%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02151	0,02579	19,90%

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД уточнява, че предложените в заявлението цени са изчислени въз основа на утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 446,78 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 20,57 лв./MWh и отчетените разходи за балансиране за 2022 г. в размер на 5,09 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 „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД прогнозна информация:

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

– Предложената стойност на оперативните разходи е 152 238 хил. лв., при утвърдени за шестия регулаторен период 130 229 хил. лв., индексирани с отчетената инфлация от 16,9% за декември 2022 г. спрямо декември 2021 г. съгласно данни на НСИ, в размер на 22 009 хил. лв. Очакванията на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД за 2023 г. са разходите за оперативна дейност на дружеството да продължат да нарастват в резултат на инфлацията. По отношение разходите за заплати дружеството посочва, че за 2023 г. увеличението е в размер на 8 427 хил. лв., спрямо отчетените разходи за 2022 г., и отразява разликата между отчетената от НСИ годишна инфлация за 2022 г. и постигната договореност със синдикатите за по-ранно вдигане на заплатите, реализирано от 01.08.2022 г. и 01.09.2022 г. в изпълнение на действащите браншови и колективен трудов договор. Увеличените разходи за материали дружеството обосновава с актуализация на единичните цени по сключени договори с изпълнители след проведени процедури по Закона за обществените поръчки (ЗОП), съгласно дадената възможност в чл. 116, ал. 1, т. 3 от ЗОП.

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 72 118 хил. лв. и съвпада с утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР средна нетна амортизация;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 356 821 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7,5%, утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия в размер на 446,78 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 20,57 лв./MWh и отчетените разходи за балансиране за 2022 г. в размер на 5,09 лв./MWh. Дружеството посочва, 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. Дружеството посочва също, че при наблюдавания ръст на пазарната цена, количествата електрическа енергия, участващи в балансирането, оказват минимално влияние върху разходите за балансиране. Отбелязва, че към момента все още не може да се оцени какво влияние ще окаже на дружеството въвеждането на 15-минутния интервал на сетълмент и прилагането на новата методика по чл. 105, ал. 13 от ПТЕЕ, като очаква разходите за балансиране да останат на нивото на отчетените за 2022 г.

– РБА – 683 250 хил. лв., която включва утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР средна нетна балансова стойност на съществуващите активи за шести регулаторен период – 514 158 хил. лв. и средногодишен нетен капиталов разход – 105 460 хил. лв., както и оборотен капитал от 63 632 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 39 219 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 5,74%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 9 315 039 MWh;

– Корекция с инфлационен индекс по чл. 38, ал. 4, т. 1 от НРЦЕЕ – 22 009 хил. лв.;

– Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ – 527 хил. лв.;

– Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ – 1 086 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2022 г. – 02.2023 г. за пренесената електрическа енергия, постигнатата пазарна цена, получените компенсации от ФСЕС по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи, в размер на 31 985 хил. лв., и корекцията с фактора P_{t-2} за предходния регулаторен период с отчетни данни за периода м. април – м. юни 2022 г. в размер на 27 684 хил. лв.

2.1.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, както и на допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2022 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;

- Разходите за амортизации;
- Разходите за балансиране;
- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 42 576 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.

Разходите за електрическа енергия за технологични разходи са остойностени съгласно посочения по-горе единен подход. Заявеното от дружеството увеличение на разходите за балансиране е неоснователно, поради следното: Основните фактори, които влияят върху разходите за балансиране са точността на прогнозата, която зависи изцяло от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД (останалите оператори на електроразпределителни мрежи отчитат значително по-ниски разходи за небаланс) и цените на балансиращата енергия за недостиг и излишък. Последните пряко корелират с цената на пазар „Ден напред“, за която прогнозите за следващия ценови период са, че ще е с около 50% по-ниска спрямо отчетената през 2022 г. Следва да се има предвид, че е приета нова методика по чл. 105, ал. 13 от ПТЕЕ (обн. ДВ, бр. 36 от 2023 г., в сила от 01.05.2023 г.), с която се въвежда нов модел за изчисляване на разходите за балансиране на координаторите на балансиращи групи във всеки период на сетълмент, статус на регулиране, позиция на небаланс (излишък/недостиг) и посоката на плащане между независимия преносен оператор и координаторите. Този модел стимулира участниците към по-точна прогноза, елиминирайки стимулите за умишлено избиране в ден -1 на делегирана позиция на небаланс, в зависимост от финансово по-благоприятната за пазарния участник ситуация, което води до по-справедливо разпределение на разходите за небаланс между търговските участници на пазара на електрическа енергия и създава възможност, при по-точно прогнозиране, за допълнително понижаване на тези разходи.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 20 583 хил. лв. Дружеството неправилно е индексирало експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ с индекса на потребителските цени за декември 2022 г. спрямо декември 2021 г. в размер на 16,9%. Този индекс, по своята същност, представлява цената на кошницата в даден месец в сравнение с цената ѝ през същия месец на предходната година и би бил относим към разходите на дружеството само ако всички разходи за годината се извършват през месец декември. В приложеното към заявлението на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД писмо от НСИ ясно е посочено, че средногодишната инфлация за 2022 г. е в размер на 15,3%. Тази инфлация съвпада и със средногодишния индекс на потребителските цени за декември 2022 г., който отразява средногодишната инфлация и следва да се приложи предвид обстоятелството, че относимите разходи се извършват поетапно през цялата година.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2022 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	отчет	план
1	Инвестиции – общо	100 075	93 916	83 429
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	25 255	21 505	15 000
3	Нетна амортизация, Ап	7 883	7 352	6 533
4	Номинален размер на инвестициите (p.1-p.2-p.3)	66 937	65 059	61 897
5	Среден номинален размер на инвестициите	98 626		
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 $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на p.3	11 334		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	11 170		
9	Приложена корекция в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.	-751		
10	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период $(p.5-p.6)*5,74\%*2 + (p.7-p.8)*2 - p.9$	294		

В съответствие с т. 1.4. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -50 744 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 604 025 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 592 452 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. Е-13-62-87 от 30.03.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2022 г. до 28.02.2023 г., както и прогноза за месеците март – юни 2023 г.;

$\text{Е}_{\text{прог.}}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 687 551 хил. kWh;

$\text{Е}_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 484 271 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2022 г. до 28.02.2023 г., както и прогноза за месеците март – юни 2023 г.;

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

$\text{Ц}_{\text{тр.}}$ – 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 достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 469,15 лв./MWh;

– $\text{Ц}_{\text{тр.}}^1$ – 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 достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 398,87 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените компенсаци по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия,

потребена за технологични разходи. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за второ тримесечие на 2023 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 225,18 лв./MWh. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от платформите на БНЕБ ЕАД, MWh	624 245
2	Разходи, хил. лв.	253 071
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	405,40
4	Получени компенсации, хил. лв.	31 985
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	221 086
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	354,17
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	376,50
8	$\text{Ц}_{\text{пр}}.^1$ (с прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	398,87

P_{t-2} – (минус) -541 хил. лв. е изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z , използван в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 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 – 346 766 хил. лв.;

$P_{\text{отч.}}$ – отчетени приходи в размер на 367 784 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г. за отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г.;

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

$E_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 814 477 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г.;

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

$\text{Ц}_{\text{пр.}}$ – 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 152,22 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 достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 157,29 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г., намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
1	Количество електрическа енергия закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	678 244
2	Разходи, хил. лв.	260 668
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	384,33

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
4	Получени компенсации, хил. лв.	163 747
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	96 921
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	142,90
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	136,34
8	C_{mp}^1 (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	157,29

Zt-1 – (минус) -10 062 хил. лв.;

Приложен Z фактор - (минус) -9 521 хил. лв.;

P_{t-2} – (минус) -541 хил. лв.

Приложеният от дружеството подход за изчисление на корекцията с фактора Z напълно противоречи на формулата по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, тъй като в нея липсва елемент, който да отразява приспадане на получените компенсации, изплатени на основание решения на Министерски съвет. Тези компенсации могат да се отразят единствено при калкулацията на елемента C_{mp}^1 по начина, по който е направено по-горе, т.е. постигнатата цена е функция на закупените количества електрическа енергия и реалните разходи за тези количества, които представляват разликата от заплатената на БНЕБ ЕАД стойност на закупената електрическа енергия и получените компенсации за нея. По този начин дружеството получава реалния стимул от постигнатото намаление на технологичния си разход, докато при прилагане на подхода, използван в заявлението с вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г., „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД цели да ошети потребителите на електрическа енергия с над 52 млн. лв., срещу които не са направени никакви разходи и могат да се квалифицират като безвъзмездни средства или допълнителна печалба. Горният подход води до нарушаване на интересите на потребителите и противоречи на чл. 31 от ЗЕ.

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

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	134 527
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	206 079
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	72 118
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	662 194
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.	42 576
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	38 010
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	20 583
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 50 744
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	294
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	420 867
11	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	9 315 039

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01168 лв./kWh,
 - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04334 лв./kWh,
 - цена за достъп за небитови клиенти – 0,02683 лв./kW/ден,
 - цена за достъп за битови клиенти – 0,00754 лв./kWh,
- необходимими годишни приходи за третата ценова година от шестия регулаторен период – 420 867 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 315 039 MWh.

2.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2023 г.

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., в частта по т. II.5.2. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01643 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна 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.

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

„Електроразпределение Юг“ ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01643	0,01518	-7,61%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,07105	0,06566	-7,59%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./kW/ден	0,00598	0,02601*	неприложимо
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02256	0,02601	15,29%

„Електроразпределение Юг“ ЕАД уточнява, че предложените в заявлението цени са изчислени въз основа на утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 446,78 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 20,57 лв./MWh и разходи за балансиране в размер на 3,20 лв./MWh.

2.2.1. Предоставена от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

Исходните данни при изготвяне на ценовото предложение за третата 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 149 085 хил. лв., при утвърдени за предходната ценова година – 129 302 хил. лв., в резултат на приложена корекция с инфлационен индекс за периода януари 2022 – декември 2022 г. спрямо периода януари 2021 – декември 2021 г. в размер на 15,3% с обща стойност от 19 783 хил. лв.;

- 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 – 329 557 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7,5%, изчислени въз основа на утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 446,78 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 20,57 лв./MWh и разходи за балансиране в размер на 3,20 лв./MWh или 2 241 хил. лв. Увеличението на разходите за балансиране спрямо утвърдените за предходния период 1,80 лв./MWh е обосновано с изключителното нарастване на цените на пазар „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД, 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 и въвеждането на 15-минутен интервал на сетълмент;

- РБА – 659 071 хил. лв., при утвърдена с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. РБА в размер на 655 960, която включва утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР средна нетна балансова стойност на съществуващите активи за шести регулаторен период – 492 035 хил. лв. и средногодишен нетен капиталов разход – 107 206 хил. лв., както и оборотен капитал от 59 830 хил. лв.;

- Възвръщаемост – 37 652 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 5,74%;

- Прогнозни количества електрическа енергия – 8 637 854 MWh;

- Корекция с инфлационен индекс за третата ценова година – 19 783 хил. лв.;

- Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ – (минус) -288 хил. лв.;

- Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ – (минус) 11 585 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2022 г. – 02.2023 г. и прогнозни стойности за месеците март, април, май и юни 2023 г., получените за периода 01.07.2022 г. – 31.12.2023 г. компенсация от ФСЕС по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи, както и корекцията с фактора P_{t-2} за предходния регулаторен период. При изчисляване на факторите Z и P_{t-2} , дружеството прилага подход, като първо прилага формулата по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, след което отразява получените под формата на държавна помощ компенсация.

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 2022 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 пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

- Разходите за амортизации;
- Разходите за балансиране;
- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;

- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 40 050 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.

Разходите за електрическа енергия за технологични разходи са остойностени съгласно посочения по-горе единен подход. Заявеното от дружеството увеличение на разходите за балансиране е неоснователно, поради следното: Основните фактори, които влияят върху разходите за балансиране са точността на прогнозата, която зависи изцяло от „Електроразпределителни мрежи Юг“ ЕАД и цените на балансиращата енергия за недостиг и излишък. Последните пряко корелират с цената на пазар „Ден напред“, за която прогнозите за следващия ценови период са, че ще е с около 50% по-ниска спрямо отчетената през 2022 г. Следва да се има предвид, че е приета нова методика по чл. 105, ал. 13 от ПТЕЕ (обн. ДВ, бр. 36 от 2023 г., в сила от 01.05.2023 г.), с която се въвежда нов модел за изчисляване на разходите за балансиране на координаторите на балансиращи групи във всеки период на сетълмент, статус на регулиране, позиция на небаланс (излишък/недостиг) и посоката на плащане между независимия преносен оператор и координаторите. Този модел стимулира участниците към по-точна прогноза, елиминирайки стимулите за умишлено избиране в ден -1 на делегирана позиция на небаланс, в зависимост от финансово по-благоприятната за пазарния участник ситуация, което води до по-справедливо разпределение на разходите за небаланс между търговските участници на пазара на електрическа енергия и създава възможност, при по-точно прогнозиране, за допълнително понижаване на тези разходи.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 19 783 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2022 г., в размер на (минус) -288 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	отчет	план
1	Инвестиции – общо	85 070	118 308	91 018
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	24 846	38 396	20 800
3	Нетна амортизация, Ап	5 310	6 352	5 123
4	Номинален размер на инвестициите (p.1-p.2-p.3)	54 914	73 560	65 095
5	Среден номинален размер на инвестициите	93 391		
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 p.3	8 455		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	8 666		
9	Приложена корекция в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.	-1 720		
10	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период $(p.5-p.6)*5,74\%*2 + (p.7-p.8)*2 - p.9$	-288		

В съответствие с т. 1.4. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -45 755 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 554 745 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 550 734 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2022 г. до 28.02.2023 г., както и прогноза за месеците март – юни 2023 г.;

Е_{прог.} – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 637 854 хил. kWh;

Е_{отч.} – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 531 697 хил. kWh;

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

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 достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 469,15 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 достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 404,02 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените компенсация по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребна за технологични разходи. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за второ

тримесечие на 2023 г. са остойнотени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 225,18 лв./MWh. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	581 204
2	Разходи, хил. лв.	243 511
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	418,98
4	Получени компенсации, хил. лв.	34 677
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	208 834
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	359,31
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	381,65
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)	404,02

P_{t-2} – (минус) -674 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месец юни 2022 г. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$P_{\text{утв.}}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 326 766 хил. лв.;

$P_{\text{отч.}}$ – отчетени приходи в размер на 345 672 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г.;

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

$E_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 041 616 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г.;

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

$\text{Ц}_{\text{пр.}}$ – 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 152,22 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 достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 161,87 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 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 Юг“ ЕАД		
1	Количество електрическа енергия закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	629 284
2	Разходи, хил. лв.	240 299
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	381,86
4	Получени компенсации, хил. лв.	147 490

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	92 809
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	147,48
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	140,92
8	C_{mp}^1 (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	161,87

Z_{t-2} – (минус) – 6 346 хил. лв.

Приложен Z фактор - (минус) – 5 673 хил. лв.

P_{t-2} – (минус) – 674 хил. лв.;

Приложеният от дружеството подход за изчисление на корекцията с фактора Z напълно противоречи на формула по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, тъй като в нея липсва елемент, който да отразява приспадане на получените компенсации, изплатени на основание решения на Министерски съвет. Тези компенсации могат да се отразят единствено при калкулацията на елемента C_{mp}^1 по начина, по който е направено по-горе, т.е. постигнатата цена е функция на закупените количества електрическа енергия и реалните разходи за тези количества, които представляват разликата от заплатената на БНЕБ ЕАД стойност на закупената електрическа енергия и получените компенсации за нея. По този начин дружеството получава реалния стимул от постигнатото намаление на технологичния си разход, докато при прилагане на подхода, използван в заявление с вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г., „Електроразпределение Юг“ ЕАД цели да ошети потребителите на електрическа енергия с над 34 млн. лв., срещу които не са направени никакви разходи и могат да се квалифицират като безвъзмездни средства или допълнителна печалба. Горният подход води до нарушаване на интересите на потребителите и противоречи на чл. 31 от ЗЕ.

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.	129 302
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	191 098
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	66 606
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	639 291
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.	40 050
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	36 695
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	19 783
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-45 755
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-288
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	397 440
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 електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01119 лв./kWh;
 - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04545 лв./kWh;
 - цена за достъп за небитови клиенти – 0,02617 лв./kW/ден;
 - цена за достъп за битови клиенти – 0,00803 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за третата ценова година от шестия регулаторен период – 397 440 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 637 854 MWh.

2.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-71 от 31.03.2023 г. „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2023 г.

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.3. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

- 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 – 0,07073 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02311 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-19 от 01.07.2022 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,02648	0,03098	16,99%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,07073	0,08274	16,98%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00885	0,01035	16,95%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02311	0,02703	16,96%

„Електроразпределение Север“ АД уточнява, че предложените в заявлението цени са изчислени въз основа на утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 446,78 лв./MWh, цени за достъп и пренос

до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 20,57 лв./MWh и допустимия максимален размер на разходите за балансиране от 1,80 лв./MWh. Дружеството е посочило, че при промяна на някои от съставляващите елементи по финансово свързаната верига, мрежовите цени ще бъдат различни от предложените в заявлението.

Исходните данни при изготвяне на ценовото предложение за третата 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 119 431 хил. лв., при утвърдени за предходния ценови период – 103 553 хил. лв., в резултат на приложена корекция с инфлационен индекс от 15,33% за периода януари 2022 г. – декември 2022 г., на обща стойност 15 878 хил. лв.;

- Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 239 279 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8,5%, утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 446,78 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 20,57 лв./MWh и допустимия максимален размер на разходите за балансиране от 1,80 лв./MWh.;

- Разходи за амортизации на съществуващите активи – 41 486 хил. лв.;

- РБА в размер на 284 335 хил. лв., при утвърдена с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. РБА в размер на 281 937, която включва утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР средна нетна балансова стойност на съществуващите активи за шести регулаторен период – 191 363 хил. лв. и среден номинален размер на инвестициите – 48 133 хил. лв., както и оборотен капитал от 44 839 хил. лв.;

- Възвръщаемост – 16 321 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 5,74%;

- Прогнозни количества електрическа енергия – 5 490 283 MWh;

- Корекция с инфлационен индекс – 15 878 хил. лв.;

- Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния ценови период – (минус) -1 121 хил. лв.;

- Корекция с фактора Z – (плюс) 32 970 хил. лв., която отразява всички получени компенсация от Министерство на енергетиката и ФСЕС към момента на подаване на заявлението и включва периодите t_1 и t_2 .

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 2022 г. на дружеството и при прилагане на посочения по-горе единен 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 пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

- Разходите за амортизации;
- Разходите за балансиране;
- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 30 339 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 посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 15 844 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2022 г., в размер на (минус) -1 097 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	отчет	план
1	Инвестиции – общо	40 007	41 427	40 000
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	3 037	3 070	3 196
3	Нетна амортизация, Ап	3 779	4 405	4 125
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	33 191	33 952	32 678
5	Среден номинален размер на инвестициите	50 081		
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 р.3	6 039		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	7 272		
9	Приложена корекция в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.	-1 145		
10	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период $(p.5-p.6)*5,74\%*2 + (p.7-p.8)*2 - p.9$	-1 097		

В съответствие с т. 1.4. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -17 956 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 383 725 хил. лв.;

$P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 391 299 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-273-71 от 31.03.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2022 г. до 28.02.2023 г., както и прогноза за месеците март – юни 2023 г.;

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

$E_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 447 808 хил. kWh;

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

$C_{\text{пр.}}$ – 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 достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 469,15 лв./MWh;

– $C_{\text{пр.}}^1$ – 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 достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 454,95 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените компенсация по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за второ тримесечие на 2023 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 225,18 лв./MWh. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	394 280
2	Разходи, хил. лв.	182 103
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	461,86
4	Получени компенсация, хил. лв.	20 354
5	Разходи след компенсация, хил. лв.	161 749
6	Постигната цена след компенсация, лв./MWh	410,24
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	432,58
8	$C_{\text{пр.}}^1$ (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	454,95

P_{t-2} – (минус) -1 343 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z , използван в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 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 – 218 059 хил. лв.;

$P_{\text{отч.}}$ – отчетени приходи в размер на 243 098 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Север“ ЕАД информация със заявление с вх. Е-13-273-71 от 31.03.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г.;

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

$E_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 721 700 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-71 от 31.03.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г.;

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

$C_{\text{пр.}}$ – 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 достъп и пренос до/през

електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 152,22 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 достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 165,15 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г., намалена с получените компенсация по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, необходима за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределение Север“ ЕАД		
1	Количество електрическа енергия закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	340 312
2	Разходи, хил. лв.	127 110
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	373,51
4	Получени компенсация, хил. лв.	75 802
5	Разходи след компенсация, хил. лв.	51 308
6	Постигната цена след компенсация, лв./MWh	150,77
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	144,20
8	C_{mp}^1 (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	165,15

Z_{t-2} – (минус) -16 975 хил. лв.;

Приложен Z фактор - (минус) -15 632 хил. лв.;

P_{t-2} – (минус) -1 343 хил. лв.

Приложеният от дружеството подход за изчисление на корекцията с фактора Z напълно противоречи на формулата по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, тъй като в нея липсва елемент, който да отразява приспадане на получените компенсация, изплатени на основание решения на Министерски съвет. Тези компенсация могат да се отразят единствено при калкулацията на елемента C_{mp}^1 по начина, по който е направено по-горе, т.е. постигнатата цена е функция на закупените количества електрическа енергия и реалните разходи за тези количества, които представляват разликата от заплатената на БНЕБ ЕАД стойност на закупената електрическа енергия и получените компенсация за нея. По този начин дружеството получава реалния стимул от постигнатото намаление на технологичния си разход, докато при прилагане на подхода, използван в заявление с вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г., „Електроразпределение Север“ АД цели да ошети потребителите на електрическа енергия с над 50 млн. лв., срещу които не са направени никакви разходи и могат да се квалифицират като безвъзмездни средства или допълнителна печалба. Горният подход води до нарушаване на интересите на потребителите и противоречи на чл. 31 от ЗЕ.

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.	103 553
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	139 163
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	41 486
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	269 836

София 1000, бул. „Княз Ал. Дондуков“ № 8-10

тел.: (02) 988 87 30; факс: (02) 988 87 82

www.dker.bg, dker@dker.bg

„Електроразпределение Север“ АД		
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.	30 339
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	15 489
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	15 844
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-17 956
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-1 097
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	296 481
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 – 0,02108 лв./kWh;
 - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04850 лв./kWh;
 - цена за достъп за небитови клиенти – 0,03090 лв./kW/ден;
 - цена за достъп за битови клиенти – 0,00959 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за третата ценова година от шестия регулаторен период – 296 481 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 490 283 MWh.

3.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.4. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

- цена за достъп до електроразпределителна мрежа – 0,00828 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04530 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 01.07.2023 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-13-09-12 от 18.04.2023 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за третата ценова година от шестия регулаторен период. След анализ на тази информация, данните от годишния финансов отчет на дружеството за 2022 г. 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 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;
- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 323 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 посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 269 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2022 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	161	188
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	9	0	0
3	Нетна амортизация, Ап	32	28	58
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	159	133	130
5	Среден номинален размер на инвестициите	221		
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	50		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	35		
9	Приложена корекция в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.	17		
10	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период $(p.5-p.6) \cdot 5,74\% \cdot 2 + (p.7-p.8) \cdot 2 - p.9$	10		

В съответствие с т. 1.4. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -36 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

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

$P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 3 156 хил. лв. съгласно представената информация с писмо с вх. № Е-13-09-12 от 18.04.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2022 г. до 30.03.2023 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2023 г.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 62 521 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 58 907 хил. kWh;

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

$C_{тр.}$ – 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 достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 469,15 лв./MWh;

– $C_{тр.}^1$ – 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 достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 399,61 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2022 г. до 31.03.2023 г., намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за второ тримесечие на 2023 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 225,18 лв./MWh. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	2 110
2	Разходи, хил. лв.	971
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	460,11
4	Получени компенсации, хил. лв.	222
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	749
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	354,90
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, лв./MWh	377,24
8	$C_{тр.}^1$ (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	399,61

P_{t-2} – (плюс) 75 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 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 – 3 673 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 3 991 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Златни пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-12 от 18.04.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г.;

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

Е_{отч.} – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 54 217 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Златни пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-12 от 18.04.2023 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 достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 152,22 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 достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 152,22 лв./MWh;

Z_{t-2} – (минус) -249 хил. лв.;

Приложен Z фактор – (минус) -324 хил. лв.;

P_{t-2} – (плюс) 75 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	1 757
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	824
3	Разходи за амортизации	240
4	Регулаторна база на активите	1 927
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 351
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	253
4.3.	Необходим оборотен капитал	323
5	Норма на възвръщаемост на капитала	5,74%
6	Възвръщаемост (p.4*p.5)	111
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	269
8	Корекция с фактор Z	-36
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	10
10	Необходими годишни приходи (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)	3 174
11	Количество електрическа енергия за разпределение	57 364

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

– цена за достъп до електроразпределителна мрежа – 0,01273 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04261 лв./kWh,

необходими годишни приходи за третата ценова година от шестия регулаторен период – 3 174 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 57 364 MWh.

VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-13 от 30.03.2023 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, с вх. № Е-13-49-7 от 31.03.2023 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № Е-13-46-14 от 31.03.2023 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. В отговор на изпратено от КЕВР писмо с изх. № Е-13-77-5 от 04.04.2023 г. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е предоставило информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 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 01.07.2022 г. – 30.06.2023 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

2.1. „ЕЛЕКТРОХОЛД ПРОДАЖБИ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-47-14 от 31.03.2023 г. „Електрохолд Продажби“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2023 г.

2.1.1. Предоставена от „Електрохолд Продажби“ ЕАД прогнозна информация

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-19 от 01.07.2022 г., в частта по т. II.6.1., цени, без ДДС, по които „Електрохолд Продажби“ ЕАД 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:

„Електрохолд Продажби“ ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,11146	0,11146	0,00%
- Нощна	0,02629	0,04102	56,03%
2. Една скала	0,11146	0,11146	0,00%

Прогнозата на „Електрохолд Продажби“ ЕАД за необходимите годишни приходи е извършена при спазване на следните условия:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 388 764 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР цена на обществения доставчик;
- Разходи за заплащане на цена за задължения към обществото – 0 (нула) хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР цена за задължения към обществото;
- Компонента за дейността – 27 213 хил. лв.;
- Към необходимите годишни приходи дружеството включва отчетени разходи за небаланси за 2022 г. в размер на 19 541 хил. лв.;
- Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 746 813 MWh.

„Електрохолд Продажби“ ЕАД е направило отделно и следното искане:

– искане за възстановяване на несъбираеми вземания в размер на 7 967 хил. лв., които представляват данъчната основа на вземания от битови клиенти, приети за окончателно несъбираеми на база извършената ревизия от Националната агенция за приходите, за които на дружеството е възстановен ДДС на стойност 1 593 хил. лв.

2.1.2 Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на заявлението на „Електрохолд Продажби“ ЕАД 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 краен снабдител“ се определя в размер до 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, а дружеството е предложило стойност на необходимите годишни приходи, съответстващи на компонента в размер на 12,03%. В чл. 10, ал. 3 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 съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VIII.1.4. от единния подход, в цените не са включени разходи за несъбираеми вземания.

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“ ЕАД са, както следва:

„Електрохолд Продажби“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14617
- Нощна	0,05808
2. Една скала	0,14617

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,95 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 598 704 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 4 926 799 MWh.

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

- 1. Цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01614 лв./kWh;**
- 2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04334 лв./kWh;**
- 3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00754 лв./kWh.**

2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-49-7 от 31.03.2023 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2023 г.

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

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-19 от 01.07.2022 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 01.07.2023 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,10917	0,10969	0,48%
- Нощна	0,02115	0,02115	0,00%
2. Една скала	0,10917	0,10969	0,48%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 347 995 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР цена на обществения доставчик;
- Разходи за заплащане на цена за задължения към обществото – 0 (нула) хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР цена за задължения към обществото;
- Компонента за дейността – 24 347 хил. лв., в т.ч. разходи за балансиране в размер на 16 294 хил. лв.;
- Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 249 026 MWh.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е подало и искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ във връзка с чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ за включване в необходимите му приходи на сумата от 8 336 985 лв., без ДДС, която представлява средствата за изпълнение на наложените на дружеството задължения към обществото, свързани с постигане на индивидуалните му цели за енергийни спестявания в размер на 9,46 GWh за периода 01.07 2023 г. – 30.06.2024 г. за финансиране на мерки при крайните клиенти за повишаване на енергийната ефективност.

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 01.07.2023 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14420
- Нощна	0,05318
2. Една скала	0,14420

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,95 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 526 722 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 4 334 451 MWh.

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

- 1. Цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01614 лв./kWh,**
- 2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04545 лв./kWh,**
- 3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00803 лв./kWh.**

2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-46-14 от 31.03.2023 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2023 г.

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

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-19 от 01.07.2022 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 01.07.2023 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,11311	0,11311	0,00%
- Нощна	0,02017	0,02017	0,00%
2. Една скала	0,11311	0,11311	0,00%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 242 390 хил. лв., в т.ч. разходи за заплащане на цена за задължения към обществото, изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР цена на обществения доставчик и цена за задължения към обществото;
- Компонента за дейността – 16 967 хил. лв.;
- Количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти – 2 959 581 MWh.

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заявява и следните допълнителни разходи за утвърждаване от КЕВР за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.:

- Разходи за енергийна ефективност, свързани с ангажиментите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ – 455 хил. лв.;
- Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 7 781 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.

В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VIII.1.4. от единния подход, в цените не са включени разходи за несъбираеми вземания.

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 01.07.2023 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14801
- Нощна	0,05137
2. Една скала	0,14801

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,95 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 359 648 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 2 959 581 MWh.

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

- 1. Цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01614 лв./kWh;**
- 2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04850 лв./kWh;**
- 3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00959 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 01.07.2023 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

В отговор на изпратено от КЕВР писмо с изх. № Е-13-77-5 от 04.04.2023 г., „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е предоставило информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 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 01.07.2023 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13975
- Нощна	0,06805
2. Една скала	-

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,95 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 261 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 2 150 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 – 0,01614 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 – 0,04261 лв./kWh.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2023 г. (включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)	
„Електрохолд Продажби“ ЕАД	3,44%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	3,41%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	4,24%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	18,04%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	3,63%

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 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.