



Вх. №..... от2024 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 компенсирани на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: за компенсирани 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. 8г 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. 8г 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. 8г 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 фючърските и/или форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси, както и на относимите към българския пазар фючърски сделки на европейска борса.

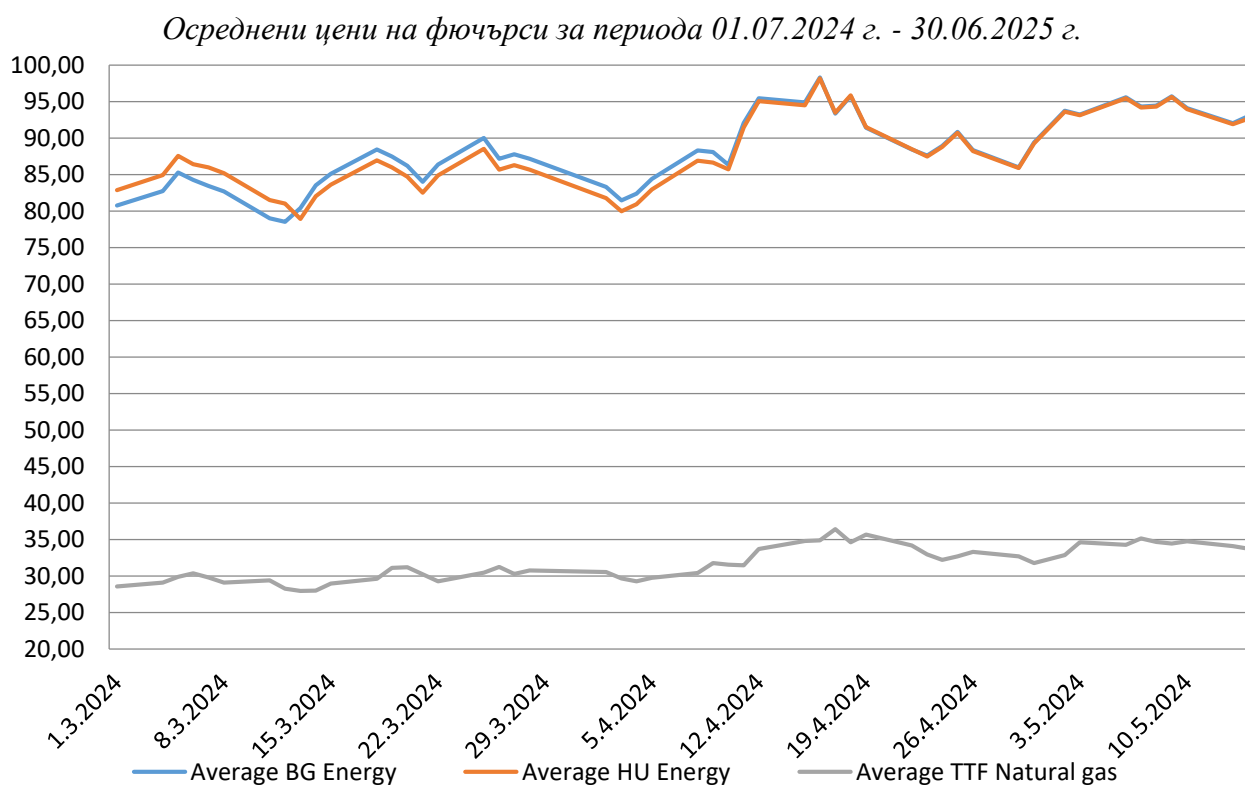
Към настоящия момент не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани 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 фючърните 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“.

Основните движещи фактори за динамиката на цените на електрическата енергия на европейските, съответно регионалните борси са:

1. Цената на природния газ на европейските борси.

Пряката корелация между цената на електрическата енергия и цената на природния газ на европейските борси 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, което е видно от следващата графика.



Европейските цени на природния газ отбелязаха значителна нестабилност през последните три месеца. Осреднените TTF търгувани фючърси¹ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. (съвпадащ с регулаторния период) варираха от 27,97 евро/MWh до 36,43 евро/MWh.

¹ Изчислени като средна стойност на сегълмент цените на TTF фючърси за Q3 2024, Q4 2024, Q1 2025, Q2 2025.

Осреднени TTF фючърси за периода 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г.



Причините за тази динамика са различни, като част от тях са свързани с намалени доставки на норвежки газ към Европа и късно застудяване в големи части от континента, водещи до повишено търсене на природен газ за отопление през втората половина на месец април 2024 г. В края на месец април 2024 г. хранилищата в държавите – членки на Европейския съюз са запълнени на 62%. Това е над средната за последните 5 години запълняемост от 47% и е подобна на наблюдаваната за същия период на миналата година. Динамиката на запълняемост на газохранилищата на европейския пазар се промени значително след войната в Р Украйна, но дори да се приеме, че нагнетяването на природен газ следва темп, подобен на този през 2020 г., европейските хранилища ще достигнат над 95% запълняемост до 01.11.2024 г., което е над целта на Европейската комисия от 90%.

Влияние върху цената оказва и възстановяването на европейската икономика през следващите месеци, съответно индустриалното търсене на природен газ, което към настоящия момент е по-слабо от планираното, търсенето от енергийния сектор, което също се очаква да е по-слабо предвид повишаване на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници. Като цяло доставките на природен газ в Европа се очаква до голяма степен да останат непроменени или леко променени в сравнение с началото на годината, като намалените доставки на втечен природен газ (LNG), както и тези по тръбопроводи с произход Норвегия, Азербайджан и Руската федерация, се компенсират с увеличени доставки от Обединеното кралство и държавите от Северна Африка. По-ниските обеми на LNG не трябва да са изненада, предвид обстоятелството, че Азия е по-привлекателен пазар за спот товари, тъй като азиатските цени през по-голямата част от годината се формират като премия плюс цените на европейския пазар.

Предвид горното, очакванията са за стабилизиране на цените на природния газ на нива около средните от горната графика или средна цена около 32,50 евро/MWh за периода от 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. (съвпадащ с регулаторния период).

2. Геополитически фактори.

Независимо от икономическите фактори, все още остава трудно да бъдат определени тенденциите, които ще движат европейския енергиен пазар. Доставките на природен газ от Руската федерация през газопреносната мрежа на Р Украйна и през Турски поток се увеличиха

значително през отоплителния сезон 2023/2024. Общите доставки между месец октомври 2023 г. и месец март 2024 г. достигнаха 14,5 млрд. куб. м., спрямо 10 млрд. куб. м. за същия период през предходната зима. Съществува, обаче, риск за част от руските тръбопроводни потоци към Европа. Договорът за транзитен пренос на руски газ през газопреносната мрежа на Р Украйна изтича в края на 2024 г. и към момента не са налице индикации за евентуално негово продължаване. Това излага на риск приблизително 5% от общия внос в Европа, въпреки потенциала Руската федерация да увеличи газовите доставки през Турски поток. Очаква се, обаче, европейският пазар да се справи с този риск, предвид нарастването на доставките на LNG през втората половина на 2024 г. и през 2025 г. Въпреки това, пазарът на природен газ ще бъде все по-предпазлив относно потенциала за попадане на руските LNG доставки под европейски санкции.

3. Развитие на възобновяемите енергийни източници.

Независимо от намаляването на наблюдавания през изминалите три години инвестиционен интерес към изграждането на обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВЕИ), реализирането на нови инвестиции в соларни проекти е значително. През анализирания период се очаква да се въведат в експлоатация голям обем от нови ВЕИ мощности, чиято реализация е започнала през предходни години. Това обстоятелство намалява влиянието на горните два фактора и изкривява пряката корелация между цените на природния газ и на електрическата енергия. При слънчеви и ветровити дни, огромното предлагане в часове с относително ниско търсене на електрическа енергия създава предпоставки за отрицателни цени, особено на пазарите, при които доминират дългосрочните договори. Предвид обстоятелството, че на българския пазар основно се търгува „Ден напред“, това явление не е толкова ясно изразено (тъй като производителите могат да спрат работа при отрицателни цени), като много често разликата между най-ниската и най-високата цена е огромна. Тази динамика, диктувана от метеорологичните условия, се преодолява трудно от пазарите, особено от тези, които са заложили изключително на възобновяеми източници. Фактът, че в моментите на липса на слънце и вятър цените стигат до стойности над 300 лв./MWh е показателен, че все още не са научени уроците от енергийната криза през 2022 г. В тази връзка следва да се има предвид, че за преодоляване на посочените дисбаланси е необходимо да се стимулира мигриращото търсене, което ще промени пазарите. Вероятно улавянето на скоростта на търсенето е следващото предизвикателство, като съвременният дизайн на пазара на електрическа енергия ще трябва да бъде адаптиран към изключително голяма гъвкавост, което няма да се постигне през следващата година, а увеличеното производство от възобновяеми източници ще оказва натиск на средните цени на електрическата енергия в посока надолу.

Динамиката на фючърсите, относими към българския спот пазар, пряко корелира с фючърсите за региона, като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс (отразяващ най-ликвидния пазар в региона) варира между 1,75 евро/MWh и -1,25 евро/MWh, в зависимост от периода на доставка, съответно товарите и производството на електрическа енергия от възобновяеми източници. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърсните сделки.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX² (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, следва да се съпоставят с тези за унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърсните сделки на HUDEX³.

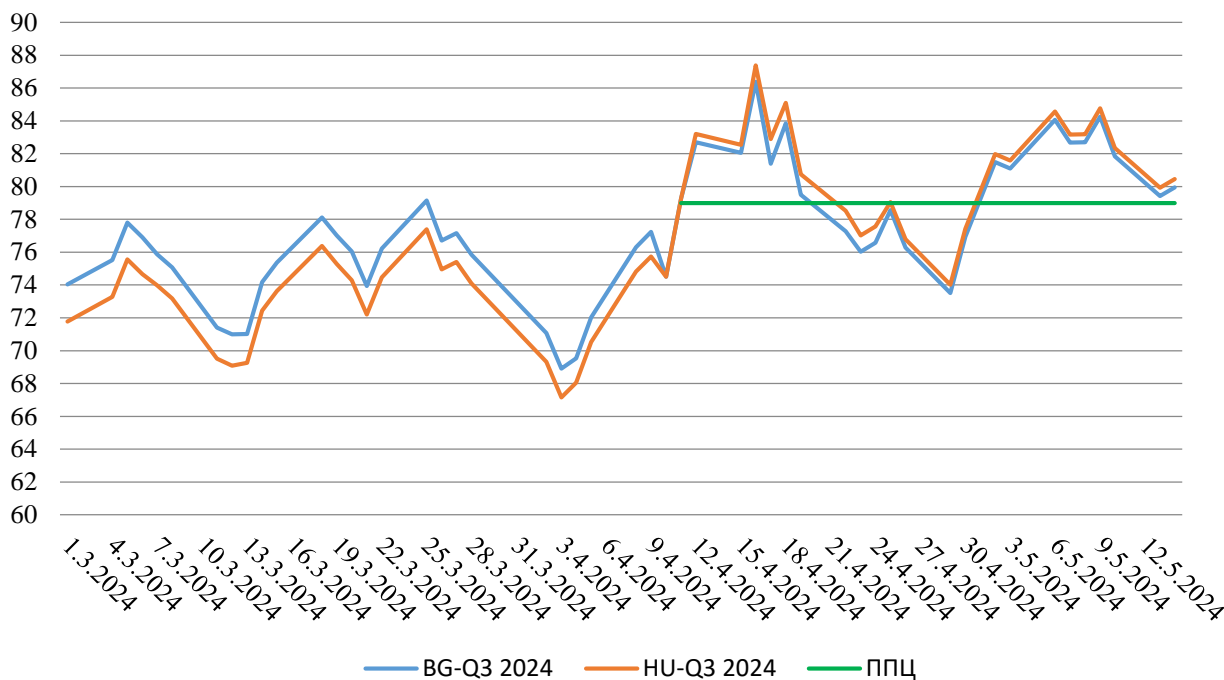
Цените на фючърсите за българския и унгарския пазар отбелязаха значителна нестабилност през последните три месеца.

Стойностите за Q3 2024 за българския пазар варират от 68,91 евро/MWh до 86,38 евро/MWh, а за унгарския – от 67,16 евро/MWh до 87,38 евро/MWh, като са представени в следващата графика.

² <http://www.eex.com>

³ <https://hudex.hu>

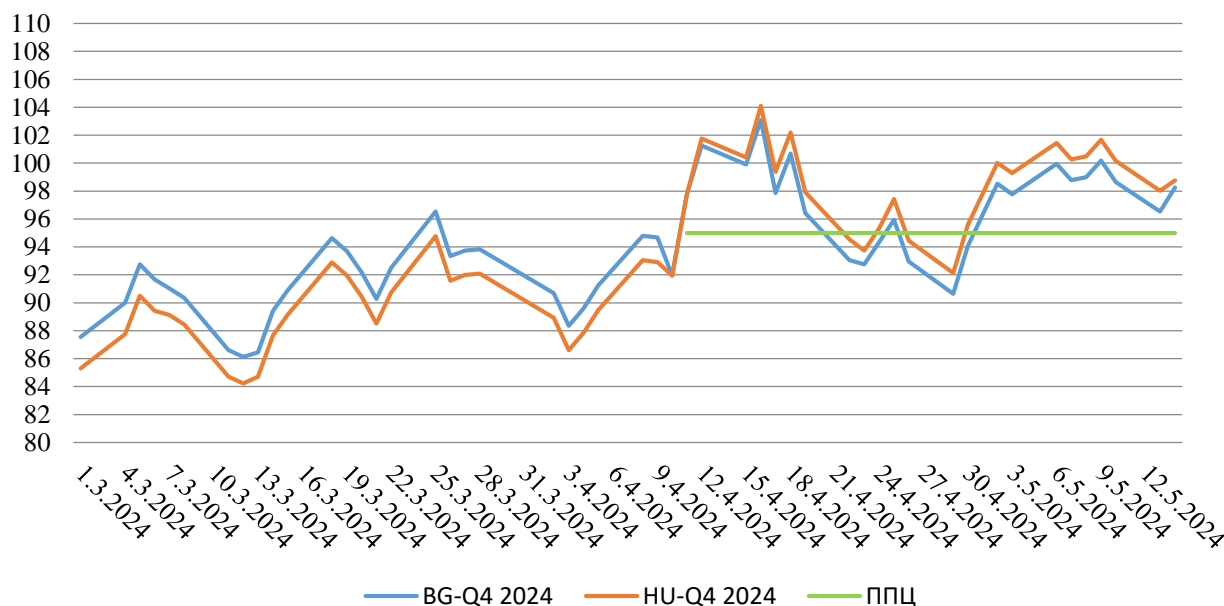
Динамика на Q3 2024 фючърсите за българския и унгарския пазар



Видно от графиката, през месец март 2024 г. върхът на кривата е на нива от около 79 евро/MWh, като след пробив през април достига почти 87 евро/MWh, след което се редуват спадове и пикове. Не е възможно да се определи категоричен тренд за последния месец, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март 2024 г. и първите 10 дни на месец април 2024 г. В тази връзка, прилагайки консервативен подход, е целесъобразно да се прогнозира стойности от около 79 евро/MWh за Q3 2024, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхове нива преди рязкото покачване от средата на месец април и последвалата волатилност.

Стойностите за Q4 2024 за българския пазар варират от 86,12 евро/MWh до 103,09 евро/MWh, а за унгарския от 84,22 евро/MWh до 104,09 евро/MWh, като са представени в следващата графика.

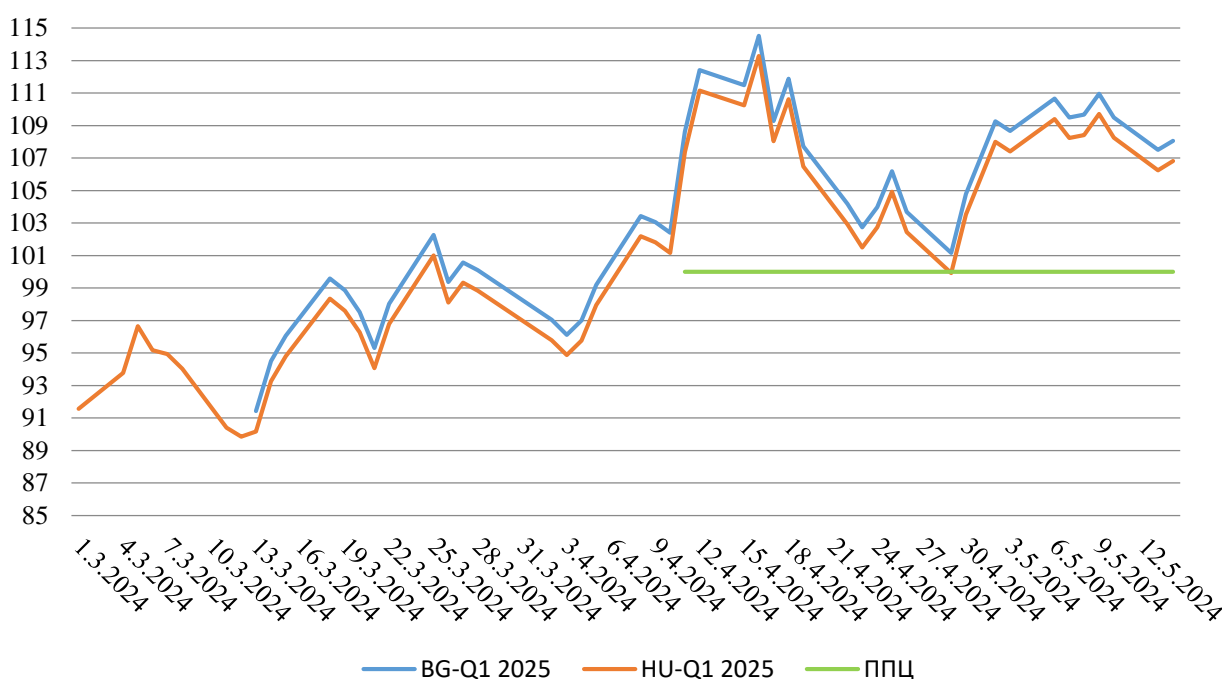
Динамика на Q4 2024 фючърсите за българския и унгарския пазари



Видно от графиката, през месец март 2024 г. върхът на кривата е на нива от около 94 евро/MWh (с едно изключение на 25.03.2024 г., когато за ден достига до 96,53 евро/MWh), като след пробив през април 2024 г. преминава границата от 103 евро/MWh, след което се редуват спадове и пикове. Не е възможно да се определи категоричен тренд за последния месец, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март 2024 г. и първите 10 дни на април 2024 г. В тази връзка, прилагайки консервативен подход, е целесъобразно да се прогнозира стойности от около 95 евро/MWh за Q4 2024, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхове нива преди рязкото покачване от средата на месец април и последвалата волатилност.

Стойностите за Q1 2025 за българския пазар варират от 91,42 евро/MWh до 114,52 евро/MWh, а за унгарския от 89,85 евро/MWh до 113,27 евро/MWh, като са представени в следващата графика.

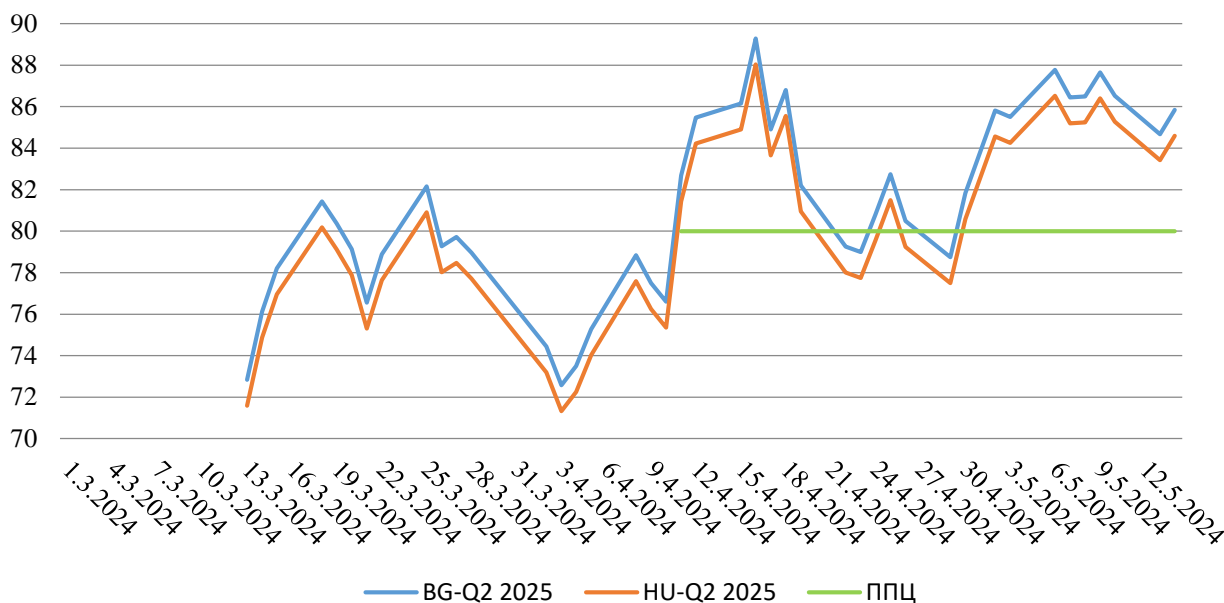
Динамика на Q1 2025 фючърсите за българския и унгарския пазари



Видно от графиката, през месец март 2024 г. върхът на кривата е на нива от около 100 евро/MWh (с едно изключение на 25.03.2024 г., когато за ден достига до 102,26 евро/MWh), като след пробив през април 2024 г. преминава границата от 114 евро/MWh, след което се редуват спадове и пикове. Не е възможно да се определи категоричен тренд за последния месец, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март 2024 г. и първите 10 дни на април 2024 г. Следва да се има предвид, че първото тримесечие на 2025 г. е значително отдалечено от момента на анализа и е изключително трудно да се направи прогноза на база на наличните данни. Цените през Q1 2025 са силно зависими от климатичните условия, в т.ч. среднодневна температура, брой слънчеви дни, наличие на вятър, както в Северна Европа, така и на Балканския полуостров, които към настоящия момент е невъзможно да бъдат прогнозирани. В тази връзка, прилагайки консервативен подход и допускане, че климатичните условия ще са близки до тези през Q1 2024, е обосновано да се прогнозира стойности от около 100 евро/MWh за Q1 2025, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхове нива преди рязкото покачване от средата на месец април 2024 г. и последвалата волатилност.

Стойностите за Q2 2025 за българския пазар варират от 72,58 евро/MWh до 89,28 евро/MWh, а за унгарския от 71,33 евро/MWh до 88,03 евро/MWh, като са представени в следващата графика.

Динамика на Q2 2025 фючърсите за българския и унгарския пазари



Видно от графиката, през месец март 2024 г. върхът на кривата е на нива от около 81-82 евро/MWh, като след пробив през април 2024 г. преминава границата от 89 евро/MWh, след което се редуват спадове и пикове. Не е възможно да се определи категоричен тренд за последния месец, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март 2024 г. и първите 10 дни на април 2024 г. Следва да се има предвид, че второто тримесечие на 2025 г. е значително отдалечено от момента на анализа и е изключително трудно да се направи прогноза на база на наличните данни. Цените през Q2 2025 са силно зависими от климатичните условия, като късно застудяване и/или наличието на големи по обем запаси от вода вследствие на снеготопене, които към настоящия момент е невъзможно да бъдат прогнозирани. Със сигурност обаче следва да се отчете, че през този период соларните централи произвеждат значителни количества електрическа енергия и предвид обстоятелството, че към Q2 2025 ще влязат в експлоатация допълнителни соларни мощности както в България, така и в региона, това неминуемо ще доведе до много ниски, включително и отрицателни цени през слънчевите часове, които ще окажат натиск в посока надолу на средните цени за периода. В тази връзка, прилагайки консервативен подход и допускане, че климатичните условия ще са близки до тези през Q2 2024, е целесъобразно да се прогнозира стойности от около 80 евро/MWh за Q2 2025, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхове нива преди рязкото покачване от средата на месец април и последвалата волатилност.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. следва да се определи в размер на 88,50 евро/MWh или 173,09 лв./MWh.

Съгласно чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година от 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 данни от системата за управление на пазара (MMS), оперирана от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД), за периода 01.01.2023 г. – 31.12.2023 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка, на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за календарната 2023 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 пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за 2023 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за 2023 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	203,10 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	209,62 лв./MWh
3	Групов коефициент Kt (p.2/p.1)	1,03207
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	178,64 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 пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	203,10 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	217,52 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (p.2/p.1)	1,07101
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	185,38 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 пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	203,10 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	208,52 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	1,02665
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	177,70 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 Технолъджи“ 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), „Карнобат Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Агрошанс), „Армако“ АД (ФЕЦ Лясковец), „Калцит“ АД (ФЕЦ Калцит), „Галакси РЕ“ ООД (ФЕЦ Дълго поле), „Полигруп“ ООД (ФЕЦ Полигруп), „Радмари Груп“ ООД (ФЕЦ Радмари Груп), „Инвесто партньор“ ЕАД (ФЕЦ Разлог) 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 пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	203,10 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	166,02 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	0,81743
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	141,49 лв./MWh

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

Извършена е симулация на участието на „МЕТ Суворово Уинд Парк“ ЕООД (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 пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	203,10 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	195,62 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	0,96316
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	166,71 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 пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	203,10 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	216,73 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	1,06710
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	184,70 лв./MWh

7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:

След преглед на предоставените от независимия преносен оператор данни за периода 01.01.2023 г. – 31.12.2023 г. за почасовите графици на производителите на електрическа енергия от биомаса се установи, че в тази група не са налице участници, преки членове на балансираща група, за които независимият преносен оператор е валидирал графици за повече от 270 дни през предходната календарна година. В този случай е приложима разпоредбата на чл. 37б, ал. 5 от НРЦЕЕ, съгласно която груповият коефициент на производителите от биомаса е равен на коефициента, определен за предходния ценови период.

1	Групов коефициент Kb за предходния ценови период, определен с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г.	1,01463
2	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
3	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.1*p.2)	175,62 лв./MWh

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8г 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., съответно за оператора на електропреносната мрежа, операторите на електроразпределителни мрежи и групите производители е, както следва:

- 1. Независим преносен оператор – 178,64 лв./MWh;**
- 2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 185,38 лв./MWh;**
- 3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 177,70 лв./MWh;**
- 4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 141,49 лв./MWh;**
- 5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 166,71 лв./MWh;**
- 6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 184,70 лв./MWh;**

7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 175,62 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-13-12-4 от 30.04.2024 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-3 от 17.05.2024 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ АД, заявление с вх. № Е-14-34-2 от 17.05.2024 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД и заявление с вх. № Е-13-01-7 от 30.04.2024 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) относно водноелектрическите централи, собственост на дружеството.

В допълнение към горното, „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е подало заявление с вх. № Е-14-24-7 от 10.05.2024 г., изменено със заявление с вх. № Е-14-24-7#2 от 21.05.2024 г., за утвърждаване на цена на електрическата енергия. Същото е оттеглено от дружеството с писмо с вх. № Е-14-24-7#4 от 22.05.2024 г. В тази връзка следва да се има предвид, че по силата на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ КЕВР определя прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да закупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик сключва сделки с крайните снабдители, като такава разполагаемост не се определя 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. КЕВР упражнява това правомощие по своя инициатива и същото има за цел, от една страна, да осигури гарантирани количества електрическа енергия за нуждите на регулирания пазар, а от друга, с оглед принципа по чл. 24, ал. 2 от ЗЕ, тези количества електрическа енергия да са на най-ниски цени. Ноторно известно е, че от всички електрически централи, които осигуряват базов товар в електроенергийната система на Р България, „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД произвежда електрическа енергия с най-ниска себестойност. В този смисъл, за да бъде гарантирано изпълнение на правомощието на КЕВР по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ при спазване на принципа по чл. 24, ал. 2 от същия закон, а именно: постигане на критерия най-ниска цена, Комисията следва да анализира служебно известната ѝ информация относно разходите на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за производство на електрическа енергия, респективно да определи разполагаемост и да утвърди цена на дружеството при наличие на предпоставката по чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ.

На следващо място, КЕВР утвърждава цени на електрическата енергия само на производителите, от които е предвидила разполагаемост и количества енергия за регулирания пазар по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ. В тази връзка, предвид разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ, КЕВР следва да разгледа и анализира посочените по-горе заявления на производителите, като утвърди цени на електрическата енергия само на дружествата, които изпълняват условието на посочената норма от ЗЕ.

Също така, с писмо с вх. № Е-13-14-4 от 16.05.2024 г. „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е уведомило КЕВР, че е направило искане с писмо с изх. № 86 от 08.05.2024 г. до министъра на енергетиката да бъде включено в общата годишна квота за задължително закупуване на електрическа енергия от производители, ползващи местни първични енергийни източници (на гориво) по чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ, което да бъде взето предвид при постановяване на решението на КЕВР за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“. В тази връзка,

в случай, че дружеството бъде включено в посочената квота, съответстващите му разходи ще бъдат компенсирани от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ по реда и при условията на чл. 35, ал. 1 и ал. 2, т. 2 от ЗЕ.

1. „АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД

1.1. Анализ и оценка на прогнозна информация.

С Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. II.2., на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия 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.

С оглед установяване на действителните разходи на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за производство на електрическа енергия е обосновано да бъде анализирана най-актуалната информация за тези разходи, с която КЕВР служебно разполага, която в случая се явяват данните по заявление с вх. № Е-14-24-7 от 10.05.2024 г., изменено със заявление с вх. № Е-14-24-7#2 от 21.05.2024 г., за утвърждаване на пълна цена на електрическата енергия в размер на 69,14 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 300 036 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 695 975 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 44 826 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 15 054 481 MWh;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 15 888 698 MW*h.

1.2. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, разходите на дружеството, освен разходите за вложени машини и резервни части, които са коригирани до 18 174 хил. лв., са приети на нивата, отчетени през базисната година.

Извършена е корекция на прогнозата на дружеството относно произведената нетна електрическа енергия от 15 054 481 MWh на 15 615 000 MWh, получена като средна стойност от отчетеното през последните пет години брутно производство, намалено със собствените нужди, вкл. с количеството за обектите по чл. 119, ал. 2 от ЗЕ.

Във връзка с гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на пълната цена за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД са следните:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	По информация от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	15 054 481	15 615 000
2	Променливи разходи	хил. лв.	300 036	300 036
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	695 975	677 251
4	Възвръщаемост	хил. лв.	44 826	44 826
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	1 040 837	1 022 383
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	69,14	65,47

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изчислена в размер на 65,47 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 1 022 383 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 615 000 MWh.

2. „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД

С Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г., в частта по т. II.3.1., КЕВР е утвърдила за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. на НЕК ЕАД цена за производство на електрическата енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 83,87 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи от 264 287 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 3 151 095 MWh.

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

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-7 от 30.04.2024 г. за утвърждаване на цени, дружеството е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 144,88 лв./MWh, без ДДС, формирана при следните условия:

– Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. от 1 808 518 MWh, като количеството електрическа енергия е определено на база отчетеното производство за 2023 г.;

– Условно-постоянните разходи са прогнозирани на базата на предварителния отчет за 2023 г., като е предвидено увеличение на елементите, върху които има влияние инфлацията. Увеличението е с прогнозен среден процент инфлация в размер на 4,8%, отразяващ актуалния процент инфлация, заложен в приетия държавен бюджет;

– Разходите за ремонт са в размер на 3 708 хил. лв., като са намалени спрямо отчета за 2023 г. с 1 753 хил. лв. Ремонтната програма е съобразена с изискванията на Наредба № 9 от 9 юни 2004 г. за техническата експлоатация на електрически централи и мрежи, техническото състояние на монтираното оборудване във ВЕЦ и инструкциите за експлоатацията и ремонта му;

– Разходите за данъци и такси, работно облекло, наеми, експертни и одиторски разходи, охрана на труда, представителни разходи, членски внос и разходи за международни организации са на нивото на отчета за 2023 г.;

– Разходите за въоръжена охрана и застраховки са прогнозирани съгласно сключените договори, като в тях е отразено и увеличението на минималната работна заплата за страната в размер на 20%, считано от 01.01.2023 г.;

– Разходите за персонал са увеличени с 4,8%, отчитайки необходимостта от актуализиране на възнагражденията в дружеството според инфлацията;

– 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;

– Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са увеличени с 4,8% прогнозна инфлация;

– Разходите за услугата водоподаване са увеличени спрямо отчета за 2023 г., като са отразени увеличението на минималната работна заплата и 4,8% прогнозна инфлация;

– РБА е изчислена съгласно предварителния отчет за 2023 г.;

– Възвръщаемост – 69 880 хил. лв. Използваната от дружеството НВ е в размер на 6,03%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 2,96% 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 2023 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Извършена е корекция на предложените от дружеството количества електрическа енергия от 1 808 518 MWh на 3 047 769 MWh. Предложението на НЕК ЕАД противоречи на разпоредбата на чл. 19, ал. 4 от НРЦЕЕ, съгласно която количествата нетна електрическа енергия се определят след извършен анализ на годишното производство на електрическа енергия за период не по-кратък от 11 години;

– Във връзка с горната корекция в променливите разходи на дружеството са включени допълнителни 16 320 хил. лв., отразяващи разходи за закупуване на електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим;

– Социалните разходи са коригирани до отчетените през базисната година. Дружеството не е предоставило обосновка за поисканото увеличение;

– Разходите, пряко свързани с лицензионната дейност, са коригирани от 22 968 хил. лв. на 21 852 хил. лв., като разходите за въоръжена и противопожарна охрана и разходите, класифицирани като други разходи, са признати на ниво отчет 2023 г. Тези разходи са необосновано завишени, като дружеството не е обосновало подробно причините, налагащи сключването на договорите, които посочва като основание за увеличените разходи;

– 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	1 808 518	3 047 769
2	Променливи разходи	хил. лв.	71 437	87 757
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	120 710	119 038
4	Възвръщаемост	хил. лв.	69 880	69 880
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	262 026	276 675
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	144,88	90,78

Предвид гореизложеното, цената на НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството, е изчислена в размер на 90,78 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 276 675 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 047 769 MWh.

3. „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

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

Със заявление с вх. № Е-13-12-4 от 30.04.2024 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 228,87 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 37,81 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 280,74 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Условно-постоянни разходи – 357 365 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 105 413 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 27 221 хил. лв.; социални разходи – 16 380 хил. лв.; разходи за амортизации – 136 474 хил. лв.; разходи за ремонт – 26 572 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 45 305 хил. лв.;

– Променливи разходи – 1 816 772 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 309 998 хил. лв., консумативи – 59 248 хил. лв., други променливи разходи – 1 447 526 хил. лв. (такса услуга водоползване – 170 хил. лв., енергия за производствени нужди – 580 хил. лв., разходи

за покупка на електрическа енергия от свободен пазар – 850 хил. лв., депониране на пепелина – 5 722 хил. лв., разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 1 440 203 хил. лв.);

- Възвръщаемост – 54 450 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 7 938 135 MWh;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 10 892 191 MW*h.

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 357 365 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 2,57% спрямо отчетените за 2023 г. и възлизат на 105 413 хил. лв. Дружеството посочва, че на основание чл. 61, ал. 1 от сключен КТД за периода 01.01.2024 г. – 31.12.2025 г. и заповед № РД-21-13/11.01.2024 г. на изпълнителния директор е прието размерът на основните месечни трудови възнаграждения в „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да се увеличи с 5%, считано от 01.01.2024 г.;

– Разходите, свързани със социални осигуровки, възлизат на 43 601 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 136 474 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 26 572 хил. лв. Понижението на очакваните разходи за ремонт, в сравнение с отчетените през 2023 г., е в размер на 21 184 хил. лв. или 44,36%;

– Планираните от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД разходи за новия ценови период, пряко свързани с дейността на лицензията, възлизат на 45 305 хил. лв. и се увеличават с 15,50% спрямо отчетените за 2023 г. поради по-високите разходи за застраховки, разходи за въоръжена и противопожарна охрана, наем на хидротехнически съоръжения, безплатна предпазна храна и служебни карти за превоз на персонала;

– Изчислената от дружеството РБА възлиза на 1 633 493 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал в размер на 140 200 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 располагаемост е в размер на 3%, като среднопретеглената цена на капитала е 3,33%.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 7 935 135 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 1 816 772 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 306 548 хил. лв. при 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 3 450 хил. лв. и включват разходи за мазут – 1 623 хил. лв. и разходи за природен газ – 1 827 хил. лв. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база прогнозна цена от 812,08 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 989 682 тона, използвано за сероочистване на димните газове, като сключените договори за доставка са с действаща цена за тон варовик в размер на 58,35 лв./тон. Планираните разходи за варовик възлизат на 57 748 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 10 519 491 тона парникови газове, като цялото количество следва да бъде закупено по пазарни цени. Общата стойност на разходите за квоти за новия регулаторен период е изчислена на 1 440 203 хил. лв., като за изчислението е използвана цена от 70 евро/тон.

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 на 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 357 365 хил. лв. на 349 310 хил. лв., в резултат от извършена корекция на социалните разходи, разходите за горива за автотранспорт, разходите за материали за текущо поддържане, за застраховки, местни данъци и такси, пощенските разходи, разходите за абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана,

проверка на уреди, експертни и одиторски разходи, разходи за безплатна храна, охрана на труда, служебни карти и командировки до нивото, отчетено през базисната година.

Променливите разходи са коригирани от 1 816 772 хил. лв. на 1 787 046 хил. лв., тъй като предложената от дружеството стойност на разходите за квоти за въглеродни емисии в размер на 1 440 203 хил. лв. е коригирана на 1 412 833 хил. лв., като очакваното количество емитирани парникови газове е преизчислено на 10 319 575 тона. Разходите за покупка на енергия от свободен пазар не са включени в променливите разходи, а тези за депониране на пепелина са признати на ниво отчет за базисната година.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	7 938 135	7 938 135
2	Променливи разходи, в т.ч.:	хил. лв.	1 816 772	1 787 046
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил. лв.	1 440 203	1 412 833
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	357 365	349 310
4	Възвръщаемост	хил. лв.	54 450	54 450
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	2 228 587	2 190 806
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	280,74	275,98

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е изчислена в размер на 275,98 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 2 190 806 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 7 938 135 MWh.

4. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ АД

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

Със заявление с вх. № Е-14-33-3 от 17.05.2024 г. „ТЕЦ Бобов дол“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 239,76 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 40,68 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 288,85 лв./MWh, без ДДС.

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

- Променливи разходи – 456 806 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 298 541 хил. лв., други променливи разходи – 158 265 хил. лв. (разходи за материали – 426 хил. лв., разходи за хидратна и негасена вар за СОИ – 3 254 хил. лв., разходи за поддръжка (депониране) – 90 хил. лв., такса услуга водоползване – 291 хил. лв., вода за производствени нужди – 490 хил. лв., разходи за покупка на електрическа енергия – 3 561 хил. лв., разходи за външни услуги – 3 917 хил. лв., разходи по чл. 36е от ЗЕ – 17 733 хил. лв., разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 128 504 хил. лв.);

- Условно-постоянни разходи – 75 335 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 26 410 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 6 738 хил. лв.; социални разходи – 453 хил. лв.; разходи за амортизации – 12 360 хил. лв.; разходи за ремонт – 19 979 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 9 395 хил. лв.;

- Възвръщаемост – 18 205 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 1 905 300 MWh;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 2 299 380 MW*h.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложените параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 2 190 000 MWh;
- собствени нужди – 13,00%;
- нетна електрическа енергия – 1 905 300 MWh;
- брутен специфичен разход условно гориво, при средна калоричност на суровините 2 588 kcal./кг. – 375,8 г.у.г./kWh;
- нетен специфичен разход условно гориво – 431,94 г.у.г./kWh;
- разход на мазут – 6 000 тона.

Цената за разполагаема мощност „ТЕЦ Бобов дол“ АД обосновава при заложените 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 – 7,68%, при оборотен капитал 89 431 хил. лв. и регулаторна база на активите – 237 132 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 2023 г. по цена от 70,66 €/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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. „ТЕЦ Бобов дол“ АД прогнозира разходите за заплати да са в размер на 26 410 хил. лв., съответстващи на разходите за заплати през 2023 г., увеличени с 5% поради настъпилата инфлация в страната. Начисленията, свързани с работните заплати, които „ТЕЦ Бобов дол“ АД прогнозира, са 7 191 хил. лв. за осигурителни вноски по нормативни документи.

„ТЕЦ Бобов дол“ АД предвижда амортизационни разходи в размер на 12 360 хил. лв., формиращи на база отчет за 2023 г.

Разходите за ремонт са 19 979 хил. лв., като се предвижда ремонт на блокове № 1, № 2 и № 3. Дружеството посочва, че предвидените разходи съответстват на заложените обеми и отчетния период.

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са 9 395 хил. лв., определени на база отчет за 2023 г. и отразена инфлация от 10% при част от разходите, които се влияят от нея. Съдебните, административните, експертните и одиторските разходи са намалени спрямо базовата 2023 г. с оглед очакванията на дружеството на база сключени договори.

4.2. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ АД, 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 разходите 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 преизчислени от 128 504 хил. лв. на 127 304 хил. лв.⁴

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	1 905 300	1 905 300
2	Променливи разходи	хил. лв.	456 806	437 873
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил. лв.	128 504	127 304
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	75 335	75 326
4	Възвръщаемост	хил. лв.	18 205	18 205
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	550 346	531 404
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	288,85	278,91

Предвид гореизложеното, цената на електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ АД е изчислена в размер на 278,91 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 531 404 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 905 300 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-14-34-2 от 17.05.2024 г. „ТЕЦ Марица 3“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 264,91 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 23,66 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 356,03 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 35 763 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 8 980 хил. лв.; консумативи – 288 хил. лв.; други променливи разходи – 18 578 хил. лв. (такса услуга водоползване – 13 хил. лв., разходи за покупка на електрическа енергия – 18 565 хил. лв.), разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 6 694 хил. лв.; разходи за абсорбент – 1 223 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 11 467 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 3 957 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 1 048 хил. лв.; социални разходи – 0 хил. лв.; разходи за амортизации – 3 678 хил. лв.; разходи за ремонт – 1 760 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 1 024 хил. лв.;

- Възвръщаемост – 835 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 519 840 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 35 763 хил. лв., като в нея дружеството включва горива за производство: местни въглища – 88 085 т., биомаса – 69 200 т. и природен газ – 1 500 х.нм³,

⁴ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 70,00 €/тон

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 3 712 хил. лв. Очаква се специфичният разход на условно гориво за бруто произведена електрическа енергия да е 395,9 гуг./кWh. Разходи за биомаса – 4 242 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 1 026 хил. лв. 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 1 223 хил. лв.;

– разходите за квоти за въглеродни емисии са на стойност 6 694 хил. лв., при прогнозна цена от 60 €/тон. и прогнозно количество 57 039 тона, изчислени на база прогнозен горивен микс, необходим за изпълнение на производствената програма, пропорционален на отчетеното през 2022 г.

По отношение на условно-постоянните разходи дружеството планира средства за работни заплати и осигуровки за регулаторния период 01.07.2024 – 30.06.2025 г. в размер на 3 957 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 1 760 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 5%, съответстващ на очакваната за 2024 г. инфлация. 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 до отчетените за базисната година нива. Разходите за квоти за въглеродни емисии са преизчислени от 6 694 хил. лв.⁵ на 7 809 хил. лв.⁶

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.	35 763	36 045
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил. лв.	6 694	7 809
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	11 467	11 463
4	Възвръщаемост	хил. лв.	835	835
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	48 064	48 342
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	356,03	358,09

Предвид гореизложеното, цената на електрическата енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД е изчислена в размер на 358,09 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 48 342 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 135 000 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 общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители. По този начин се гарантират количествата електрическа енергия, необходими на крайните снабдители за снабдяване по регулирани цени на обекти на битови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниво ниско напрежение, когато тези клиенти не се снабдяват от друг доставчик (чл. 93а, ал. 2 от ЗЕ).

Съгласно чл. 93а, ал. 1 от ЗЕ общественият доставчик НЕК ЕАД изкупува електрическата енергия от централи, присъединени към електропреносната мрежа, с обща инсталирана електрическа мощност по-малка от 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 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.

⁵ Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица 3“ АД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 60,00 €/тон

⁶ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 70,00 €/тон

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

С оглед на това, че определяната по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ на производителите разполагаемост за производство на електрическа енергия е обвързана с цените, по които общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители, както и с цените, по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битовите крайни клиенти, периодът, за който следва да бъде определена разполагаемостта, следва да съответства на ценовия период на тези цени – 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с: вх. № Е-13-01-7 от 30.04.2024 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, вх. № Е-13-47-9 от 29.03.2024 г. и вх. № Е-13-47-12 от 30.04.2024 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, вх. № Е-13-49-10 от 01.04.2024 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-7 от 29.03.2024 г. и вх. № Е-13-46-7 от 29.04.2024 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-13-77-9 от 01.04.2024 г. от „ЕСП Златни пясъци“ ООД, вх. № Е-13-12-4 от 30.04.2024 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-33-3 от 17.05.2024 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ АД и вх. № Е-14-34-2 от 17.05.2024 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД. Използвани са и данните, съдържащи се в подаденото и впоследствие оттеглено от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД заявление с вх. № Е-14-24-7 от 10.05.2024 г., изменено със заявление с вх. № Е-14-24-7#2 от 21.05.2024 г.

Въз основа на гореизложеното, за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 – 5 007 933 MWh;
- „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 387 068 MWh;
- „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 2 981 281 MWh;
- „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – 2 455 MWh.

Предвид отклоненията на прогнозите на крайните снабдители от реално закупените количества от обществения доставчик през последните четири ценови периода, както и разминаването в прогнозите на НЕК ЕАД (12 633 614 MWh) и крайните снабдители (12 212 769 MWh) за следващия ценови период, при определянето на необходимите количества електрическа енергия са използвани отчетните данни за 2023 г., които са индексирани с 1%. Предвид разминаванията в отчетите за заявената към НЕК ЕАД електрическа енергия от крайните снабдители и доставената такава до крайните клиенти и с оглед обезпечеността на обществения доставчик с електрическа енергия за нуждите на крайни битови клиенти на регулиран пазар, горните количества са индексирани с допълнителни 1,6% до 12 578 629 MWh.

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, както и „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, за което също следва да бъде определена такава разполагаемост с оглед изложените по-горе аргументи. 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., лв./MWh	Разлика в %
1 „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	65,47	173,09	-62,18%
2 ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	90,78	173,09	-47,55%
3 „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	275,98	173,09	59,44%
4 „ТЕЦ Бобов дол“ АД	278,91	173,09	61,14%
5 „ТЕЦ Марица 3“ АД	358,09	173,09	106,88%

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“ АД, „ТЕЦ Марица 3“ 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, произведено 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 173,09 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“ АД и „ТЕЦ Марица 3“ 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.

Министърът на енергетиката е издал Заповед № Е-РД-16-310 от 31.05.2024 г., с която на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ министърът на енергетиката е определил на „ТЕЦ Марица

изток 2“ ЕАД обща годишна квота в размер на 2 628 000 MWh за задължително изкупуване на електрическа енергия (изчислена при два работещи енергийни блока на централата с обща мощност 300 MW през цялата година и съобразена с необходимостта на обществения доставчик от количества електрическа енергия за изпълнение на заявките на крайните снабдители), произведена от местни първични източници на гориво, представляващи приблизително 9,35% от цялата първична енергия, необходима за производство на електрическа енергия, консумирана в страната през календарната 2023 г. Според същата заповед общата годишна квота следва да бъде произведена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. По силата на чл. 93а, ал. 1, т. 3 от ЗЕ тази обща годишна квота следва да бъде изкупена от обществения доставчик.

Горната заповед е издадена в изпълнение на т. 2 от Решение от 31.01.2020 г. на Народното събрание за предприемане на всички необходими мерки за недопускане в дългосрочен план прекратяване на функционирането и/или ограничаването на производствения капацитет на въглищните топлоелектрически централи от групата на „Български енергиен холдинг“ ЕАД, на решение на Министерския съвет по т. 22 от Протокол № 24 от 29.05.2024 г. и на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ с оглед сигурността на снабдяването с електрическа енергия на територията на страната.

Въз основа на гореизложеното, определените общи количества електрическа енергия, необходими за осигуряване на потреблението на клиентите на крайните снабдители са представени в таблицата по-долу:

№	Електрическа енергия по централи, в MWh	За регулиран пазар
1	„Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 000
2	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	2 628 000
3	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 500 kW	281 455
4	Топлофикационни и заводски централи под 500 kW	3 069
5	Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ	6 068 524
6	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	5 431 200
7	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 078 905
8	Общо количество енергия, реализирано от НЕК ЕАД	12 578 629

Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници под 500 kW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2023 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители

	Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	ВИ	ОБЩО
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.24	81 255	322 600	260 458	180 700	82	32 591	877 690
авг.24	89 916	359 900	171 333	180 700	85	30 197	832 134
сеп.24	97 333	287 300	129 958	179 500	81	27 261	721 436
окт.24	102 157	299 200	199 958	184 600	86	22 731	808 732
ное.24	69 055	582 600	326 743	175 700	345	13 974	1 168 417
дек.24	108 112	791 600	329 958	305 704	441	12 984	1 548 799
яну.25	110 240	766 000	346 667	471 500	445	17 260	1 712 137
фев.25	111 131	532 600	321 333	235 600	440	20 249	1 221 357
мар.25	120 721	556 400	347 332	180 700	442	24 255	1 229 874
апр.25	77 986	359 600	299 958	175 700	408	24 237	937 889
май.25	67 191	283 000	242 298	180 600	130	26 060	799 279
юни.25	43 807	290 400	180 000	177 000	84	29 655	720 946
юли 2024-юни.25	1 078 905	5 431 200	3 156 000	2 628 000	3 069	281 455	12 578 629

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.

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“ АД и „ТЕЦ Марица 3“ АД. В тази връзка следва да бъдат утвърдени следните цени на производители на електрическа енергия:

– „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – **65,47 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 1 022 383 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 615 000 MWh.;**

– НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – **90,78 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 276 675 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 047 769 MWh.**

IV. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР, е в размер на 115,80 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 6,81 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 1 415 421 хил. лв. и количества електрическа енергия – 12 222 981 MWh.

В подаденото заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-01-7 от 01.04.2024 г., допълнено със заявление с вх. № Е-13-01-7 от 30.04.2024 г., 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 количества за периода 01.07.2023 г. – 31.03.2024 г. и количествата съгласно Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. за периода 01.04.2024 г. – 30.06.2024 г., с увеличение от 1% – 12 633 615 MWh;

– количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство и от възобновяеми източници са изчислени на база отчетените количества за периода 01.07.2023 г. – 31.03.2024 г. и количествата съгласно Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. за периода 01.04.2024 г. – 30.06.2024 г., с увеличение от 1% – 197 513 MWh;

– общото количество електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, предназначено за регулирания пазар, е прогнозирано в размер на 5 943 500 MWh, като е увеличено спрямо количеството по Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. с 2 001 500 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;

– количествата електрическа енергия от „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД са в размер на 3 156 500 MWh;

– прогнозното количество електрическа енергия, което общественият доставчик предлага да закупи от кондензационни централи, е в размер на 2 600 000 MWh;

– количества електрическа енергия от ВЕЦ – 736 002 MWh;

– допълнителни количества електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД 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 – 200 000 MWh;

– компенсация от ФСЕС за предходния и следващия ценови периоди в размер на 1 328 686 хил. лв.;

– компенсация от ФСЕС за натупан дефицит в размер на 2 461 768 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 – 5,79 лв./MWh.

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

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	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	5 431 200	355 581	65,47
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 078 905	97 943	90,78
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	2 628 000	725 275	275,98
4	„Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 000	1 122 334	355,62
6	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	3 069	1 871	609,64
7	ВИ под 500 kW	281 455	85 043	302,15
8	Средна покупна цена на обществения доставчик	12 578 629	2 388 047	189,85

Разходите за електрическа енергия от „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, участващи във формирането на средната покупна цена за електрическа енергия на НЕК ЕАД, са изчислени въз основа на елементите, заложиени във финансовите модели към сключените СИЕ.

Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, са изчислени на база отчетни данни за производството за 2023 г.

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са съгласно доклад с вх. № Е-Дк-696 от 30.05.2024 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 5,70 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	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	5 431 200	355 581	65,47
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 078 905	97 943	90,78
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	2 628 000	473 076	180,01
4	„Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 000	568 123	180,01
5	ВИ под 500 kW	281 455	39 139	139,06
6	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	3 069	545	177,70
7	Общо количество електрическа енергия, необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	12 578 629	1 534 406	121,98
8	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“			5,70
9	Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (р.7+р.8)			127,68

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 по чл. 93а от ЗЕ, като изчисленият коефициент е в размер на 1,04. 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 обществения 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 по чл. 93а не биха участвали с разполагаемост/количества електрическа енергия по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ за регулирания пазар, ако не съществуваше задължението на обществения доставчик по 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ за изкупуване на произведената от тях електрическа енергия. В тази връзка и с оглед спазване на посочения принцип на ЗЕ, разходите на обществения доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ следва да отразяват и разликата между разходите за електрическа енергия от „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, 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 снабдители, е в размер на 127,68 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 5,70 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходимими годишни приходи – 1 606 039 хил. лв. и енергия – 12 578 629 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 компенсирани 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 изкупува електрическа енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ през новия ценови период;
- разходи на обществения доставчик за дължимата вноска по чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ от производителя със СИЕ.

С писмо с вх. № Е-04-64-9 от 13.05. 2024 г. ФСЕС е представил подробна информация за очакваното неизпълнение на прогнозираните приходи на Фонда за настоящия ценови период.

ФСЕС посочва, че реализираните приходи от квоти към 31.03.2024 г. са в размер на 719 657 145 евро от продажбата на 9 882 500 броя квоти, като постигнатата средна цена е 72,82 евро/тон. За останалите три месеца до края на текущия регулаторен период прогнозира средната цена на квота да бъде около 65,00 евро/тон. При тази прогноза приходите от квоти за емисии на парникови газове до 30.06.2024 г. се очаква да бъдат с 600 601 хил. лв. по-малко, а приходите на ФСЕС от вноски по чл. 36е от ЗЕ със 150 000 хил. лв. по-малко от прогнозираните приходи в Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР.

Към 13.05.2024 г. ФСЕС посочва, че има задължения към бюджета, възникнали от заявени лимити за плащания в Системата за електронни бюджетни разплащания (СЕБРА), в размер на 437 000 хил. лв. До края на текущия ценови период Фондът очаква разликата между разходите и приходите му да достигне 532 000 хил. лв.

Според Фонда ежемесечното реализиране на по-малко от очакваните приходи води до ликвиден недостиг на средства и невъзможност за покриване на заявените ежемесечни разходи

за компенсирани на обществения доставчик и изплащане на премии на производителите на електрическа енергия. Ритмичността на постъпване на приходите и техният размер не съответстват на плащанията, които Фондът следва да компенсира всеки месец в рамките на ценовия период. Не съществува и законов механизъм ФСЕС да влияе на сроковете, в които следва да постъпват средства, нито законът предвижда източник, който да осигури оборотен капитал за покриване на прогнозираните разходи в съответното решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ в случай, че ликвидните средства на Фонда не са достатъчни и е налице дефицит. Предвид горното, в случай че приходите надвишават разходите в рамките на съответния ценови период, Фондът реализира излишък, който се използва като финансов буфер за погасяване на текущи ежемесечни плащания до набиране на прогнозираните средства. Наличието на буфер е от изключително значение за своевременното покриване на разходите от страна на Фонда и запазването на доверието в неговата стабилност на участниците на пазара. Липсата към настоящия момент на финансов буфер води до реална невъзможност ФСЕС да покрива задълженията си към обществения доставчик и към производителите за изплащане на премии. В случай, че не бъде одобрен от Министерството на финансите заявяваният ежемесечно лимит за плащане в СЕБРА, надвишаващ наличните финансови средства, Фондът няма да е в състояние да изплати които и да било от одобрените разходи. Това от своя страна ще доведе до сериозни финансови затруднения в разплащанията между обществения доставчик и производителите, съответно с доставчиците на въглища, както и между лицата, получаващи премии, и доставчиците на природен газ, кредитиращите институции и др.

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 премията 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, ал. 1, т. 1 и т. 2 от ЗЕ.

1. Приходи на ФСЕС

Прогнозните приходи на Фонда за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са оценени на 1 912 591 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 1 574 443 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 средни цени от около 70,00 евро/тон. Отчетени са рисковете от изтегляне на квоти през втората половина на 2024 г. и заявеното намерение на Европейската комисия да увеличи предлагането на квоти под резерва за стабилност на пазара (MSR), както и предварителният тръжен календар за първото полугодие на 2025 г.

Въз основа на прогнозата за следващия регулаторен/ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с почасовия профил на производството на електрическа енергия и почасовия профил на електрическата енергия от внос, прогнозните приходи във Фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 341 546 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 за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-01-7 от 01.04.2024 г., допълнено със заявление с вх. № Е-13-01-7 от 30.04.2024 г., НЕК ЕАД посочва, че:

– От началото на регулаторния период крайните снабдители са закупили с 285 479 MWh повече от предвиденото от КЕВР количество. Източник за осигуряване на тази електрическа енергия е борсовият пазар, в резултат на което са направени допълнителни разходи в размер на 16 221 хил. лв., които не са били включени в необходимите му приходи, а са финансирани от обществения доставчик;

– Поради специфичния профил на потребление на електрическа енергия на клиентите на крайните снабдители, задълженията на обществения доставчик за обезпечаване на дневните заявки за потребление на крайните снабдители, както и изпълнението на решението на КЕВР в частта му, свързана с покупка на енергия по определени квоти, ежедневно в определени часове на денонощието се натрупват излишъци на електрическа енергия. Тези излишъци общественият доставчик е длъжен да закупи от производителите, а крайните снабдители нямат нужда да консумират и съответно не са подали заявка за такива количества. Поради това общественият доставчик следва да реализира излишните количества на свободния пазар. Изготвен е анализ на покупката и продажбата на тези излишни количества електрическа енергия за периода юли 2023 г. – март 2024 г., които са закупени от производителите с определени от КЕВР в ценовото решение квоти за продажба на обществения доставчик и са реализирани на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД. Като разход за НЕК ЕАД енергията от излишък е остойностена по цената на енергийния микс, определена в ценовото решение на КЕВР, а приходът е по постигната среднопретеглена цена от продажбите на сегмент „Ден напред“. Резултатът е прогнозна загуба в размер на около 55 938 хил. лв.;

– Общественият доставчик е недокомпенсиран с 4 829 хил. лв., вследствие отказ на ФСЕС с мотив за липса на предвидени от КЕВР средства в решението за съответния ценови период;

– Към обществения доставчик е предявена претенция от „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, свързана с претенция към дружеството от „Мини Марица Изток“ ЕАД относно неизпълнението за закупуване на минимално количество въглища за календарната 2023 г. Задължението за минимално количество лигнитни въглища, които „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД следва да закупи по силата на сключения с „Мини Марица Изток“ ЕАД договор, е в размер на 5 184 000 тона. През календарната 2023 г. са подадени и доставени количества в размер на 3 271 032 метрични тона въглища. Поради неизпълнението за 2023 г. и във връзка с предявена претенция от доставчика за неприети количества въглища, „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД е предявило претенция по СИЕ към НЕК ЕАД за заплащане на компенсация за недоставени до минималното количество по договор лигнитни въглища в размер 27 642 хил. лв. НЕК ЕАД очаква подобна претенция и за 2024 г. на стойност около 38 000 хил. лв.;

– Към обществения доставчик е предявена претенция в размер на 2 556 хил. лв. от „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, свързана с претенция на „Каолин“ ЕАД за недоставено минимално количество варовик във връзка със сключен договор. НЕК ЕАД очаква подобна претенция и за 2024 г. на стойност около 6 000 хил. лв.;

– Във връзка с европейски нормативни изисквания, свързани с ограничаване на негативните климатични промени, за да може да продължи дейност и да отговори на въведените изисквания, „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е извършила в периода 2012 г. – 2015 г. инвестиция за SO₂ & NO_x Модернизация и между 2017 г. – 2021 г. BREF инвестиция, които към настоящия момент се оценяват на около 77 068 хил. лв. От тях КЕВР е признала и е компенсирала на НЕК ЕАД единствено 19 558 хил. лв. с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. Останалата част от извършените разходи в размер на 57 509 хил. лв., НЕК ЕАД счита, че следва да бъдат признати за възстановяване от ФСЕС;

– С протоколно решение на БЕХ ЕАД се възлага на изпълнителния директор на НЕК ЕАД да предприеме действия за компенсиране на генерирания в миналото тарифен дефицит и за сезиране на институциите за необходимостта от разработване, прилагане и нотифициране

на механизъм за остойносттаване и компенсиране на натрупания дефицит на НЕК ЕАД в размер на 2 461 768 хил. лв.

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, които общественият доставчик е закупил от борсовия пазар за обезпечаване на потреблението на регулирания пазар, същият следва да бъде компенсиран. 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. В Решение № Ц-14 от 30.06.2023 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 88,00 евро/тон, докато постигнатата е значително по-ниска. 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 предвидените в Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г., съответно до нарушаване на интересите на клиентите. Следва да се отчете също и обстоятелството, че в резултат на намаленото диспечирание на „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД вследствие на по-ниските цени на борсовия пазар, общественият доставчик е реализирал по-ниска миксова цена, като по този начин е постигнал по-висок марж спрямо утвърдения в Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г.

Във връзка с гореизложеното и при анализ и съпоставка на утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. количества и цени за регулаторния период с отчетените от обществения доставчик резултати, в т.ч. загубата от реализираните излишъци, допълнителните количества, закупени от борсовия пазар предвид завишените количества електрическа енергия за крайните снабдителите и по-високата постигната цена на „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД вследствие на намалено диспечирание, са установени спестени средства от НЕК ЕАД в размер на 92 683 хил. лв., като тази сума следва да се вземе предвид при остойносттаване на компенсациите, които НЕК ЕАД следва да получи от ФСЕС за следващия ценови период.

В таблицата по-долу са представени стойностите на разходите на обществения доставчик за регулаторния период от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., които следва да се компенсират:

Разходи на обществения доставчик		
1	Разходи за „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, свързани с претенция към дружеството от „Мини Марица Изток“ ЕАД за 2023 г.	-27 642
2	Разходи за „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, свързани с претенция към дружеството от „Мини Марица Изток“ ЕАД за първо полугодие на 2024 г.	-22 809
3	Разходи за „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, свързани с претенция към дружеството от „Каолин“ ЕАД за 2023 г.	-2 556

Разходи на обществения доставчик		
4	Разходи за „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, свързани с претенция към дружеството от „Каолин“ ЕАД за първото полугодие на 2024 г.	-2 109
5	Разходи за предходни периоди, некомпенсирани от ФСЕС	-4 829
6	Общо разходи	-59 945
7	Спестени средства	92 683
8	Надвзет приход	32 737

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, заложи в ЗЕ, сред които са: осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите (чл. 23, т. 4 от ЗЕ), както и осигуряване на балансирано изменение на цените за краен клиент, като се отчитат задълженията на обществения доставчик, на крайните 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 отностимите за съответния регулаторен период решения на Комисията.

2.2. Разходи за регулаторния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Разходите за следващия регулаторен период, които Фондът следва да покрива от приходите си през периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., са следните:

2.2.1. Разходи за изплащане на премии на производители от възобновяеми източници в размер на 487 678 хил. лв.

		Средства за компенсирание
		хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	3 498
2	ВяЕЦ	16 997
3	ФтЕЦ	398 587
4	Биомаса	68 596
5	Общо ВИ	487 678

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 45 774 хил. лв.

		Средства за компенсирание
		хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	290
2	ВяЕЦ	52
3	ФтЕЦ	42 030
4	Биомаса	3 402
5	Общо ВИ	45 774

2.2.3. 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.

2.2.4. Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в размер на 522 831 хил. лв., формирани съгласно данните в доклад с вх. № Е-Дк-696 от 30.05.2024 г.

2.2.5. 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 1 262 хил. лв., формирани съгласно данните в доклад с вх. № Е-Дк-696 от 30.05.2024 г.

2.2.6. 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.

2.2.7. Компенсация на обществения доставчик във връзка със Заповед № Е-РД-16-310 от 31.05.2024 г. на министъра на енергетиката относно допълнително задължение за обслужване на обществото, наложено на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, състоящо се в предоставяне на НЕК ЕАД на допълнителни количества за задоволяване на нуждите на регулирания пазар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., в размер на 252 200 хил. лв.

Със № Е-РД-16-310 от 31.05.2024 г. министърът на енергетиката на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ е определил на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. обща годишна квота в размер на 2 628 000 MWh за задължително изкупуване на електрическа енергия, произведена от местни първични източници на гориво, представляващи приблизително 9,35% от цялата първична енергия, необходима за производство на електрическа енергия, консумирана в страната през календарната 2023 г. По силата на чл. 93а, ал. 1, т. 3 от ЗЕ тази обща годишна квота следва да бъде изкупена от обществения доставчик, а според чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ разходите във връзка с тази заповед са разходи, произтичащи от наложено задължение към обществото. Съгласно чл. 70, ал. 1 във връзка с ал. 4 от ЗЕ министърът на енергетиката може да налага на енергийните предприятия допълнителни задължения за обслужване на обществото, като извършените от енергийните предприятия допълнителни разходи се признават като разходи по чл. 35 от ЗЕ. С последната заповед се гарантира сигурността и непрекъснатостта на доставките на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар до края на регулаторния период. Предвид факта, че разходите във връзка със Заповед № Е-РД-16-310 от 31.05.2024 г. на министъра на енергетиката ще възникнат за обществения доставчик през ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., същите следва да бъдат остойностени по изчислените разходи за произведен 1 MWh в т. II.3. В тази връзка НЕК ЕАД следва да получи от ФСЕС компенсация в размер на 252 197 хил. лв., която представлява разликата между разходите, остойностени по изчислените разходи за произведен 1 MWh в т. II.3., и тези по т. IV.3.

2.2.8. Компенсация на обществения за изкупуване на електрическа енергия от „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, в т.ч. за електрическа енергия и разполагаемост, за дължима

вноска по чл. 36е от ЗЕ и дължимата цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, в размер на 625 022 хил. лв.

3. Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.		
I.	Приходи	1 912 591
1.	Приходи от вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ	338 148
2.	Приходи от квоти за въглеродни емисии по ЗОИК – чл. 36д, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	1 574 443
II.	Разходи	-1 912 030
1.	Разходи за предходни регулаторни периоди	32 737
1.2.	Надвезет приход на обществения доставчик за електрическата енергия от производителите със сключени СИЕ за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	32 737
2.	Разходи за регулаторния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	-1 944 767
2.1.	Разходи за производители от ВИ	-533 452
2.1.1.	Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители от ВИ	-487 678
2.1.2.	Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВИ под 500 kW	-45 774
2.2.	Разходи за производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	-524 093
2.2.1.	Разходи за изплащане на премии на производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	-522 831
2.2.2.	Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	-1 262
2.3.	Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от „ТЕЦ „Марица изток 2“ ЕАД	-252 200
2.4.	Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от „Ей И Ес –ЗС Марица Изток 1“ ЕООД	-625 022
2.4.1.	Компенсация за изкупуване на електрическа енергия и разполагаемост	-554 211
2.4.3.	Компенсация за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ съгласно сключено СИЕ	-56 117
2.4.3.	Компенсация за дължимата цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	-14 694
2.5.	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.

В баланса между приходи и разходи на ФСЕС за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. по-горе не е отчетена представената от фонда информация за очакван дефицит в размер на около 532 000 хил. лв., предвид Решение № 371 от 30.05.2024 г. на Министерския съвет, с което се предвижда предприемане на мерки и действия за покриване на натрупания дефицит по бюджета на ФСЕС.

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-13-41-49 от 29.03.2024 г.

1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-41-49 от 29.03.2024 г. ЕСО ЕАД е предложило:

- Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,90 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 6,24 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 9,24 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 16,26 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-14 от 30.06.2023 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г. (лв./MWh)	Изменение, %	
1	Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	1,02	0,90	-11,76%
2	Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	2,43	6,24	156,79%
3	Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	4,86	9,24	90,12%
4	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	15,21	16,26	6,90%

1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.1.1. Общото количество електрическа енергия, на база на което дружеството ще реализира приходи, е 33 300 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството

електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 28 611 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 работна заплата и свързаните с тях социални осигуровки и социални разходи са определени съобразно договорените със синдикалните организации средна брутна работна заплата, условията съгласно сключения КТД, полагащите се доплащания по Кодекса на труда, както и действащия Кодекс за социално осигуряване;

б) разходите за ремонт и поддръжка са изчислени на база разработени и утвърдени в дружеството програми по отношение на активи, свързани с управление на електроенергийната система (телемеханика, телекомуникации, SCADA и др.) за 2024 г., утвърдени от управителния и надзорния съвети на ЕСО ЕАД;

в) разходите за безплатна храна и добавките към нея са увеличени в резултат от повишената минимална работна заплата 01.01.2024 г.;

г) разходите за командировки в страната и чужбина през 2024 г. са планирани в близо двоен размер спрямо отчетените през 2023 г. поради изменения и допълнения в Наредбата за командировките в страната (обн. ДВ. бр.27 от 2023 г.), съгласно които полагаемите средства за командировъчни разходи са увеличени със 100%;

д) разходите по икономически елементи „разходи за материали“, „разходи за външни услуги“ и „други разходи“ са предмет на програмата за текущи разходи на ЕСО ЕАД, като стойностите са определени на база действащите към момента договори в дружеството и очакваната средна годишна инфлация за 2024 г.;

е) разходите за амортизации са определени на база реални активи и утвърдени амортизационни норми съгласно счетоводната политика на дружеството и при отчитане инвестиционната програма на дружеството за 2024 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;

ж) разходите за членски внос в организации са 2 размер на 1 520 хил. лв. и включват членски внос в Европейската организация на системните оператори за пренос на електроенергия (ENTSO-E), където ЕСО ЕАД е пълноправен член;

з) разходите, свързани със задълженията на оператора по европейски регламенти, включват:

– 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 2 003 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 1 217 хил. лв.;

– разходи, свързани с европейската платформа за краткосрочна адекватност, с платформата за прозрачност, както и с верификационната платформа на ENTSO-E, общо в размер на 365 хил. лв.;

– разходи за разработване на европейска платформа за обмен на балансираща енергия от автоматично задействаните резерви за вторично регулиране на честотата (проект PICASSO) на стойност 80 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 227 хил. лв.;

– разходи, свързани с участие в международното сътрудничество по управление на мрежата (IGCC) в размер на 37 хил. лв.;

– разходи за инфраструктурна услуга във връзка с многостранно споразумение за комуникационните мрежи с ENTSO-E в размер на 138 хил. лв.;

– непредвидени разходи по рамковото споразумение SAFA (рамково споразумение на синхронната зона) в размер на 1 962 хил. лв., възникнали в резултат от причинено извънредно отклонение в честотата, които не са включени в регулираните цени на дружеството за периода 01.07.2023 – 30.06.2024 г.;

– 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 12 023 хил. лв.;

1.1.3. Необходим оборотен капитал – 31 481 хил. лв., изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ;

1.1.4. Регулаторна база на активите в размер на 67 629 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.1.5. Възвръщаемост – 1 353 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 4,00%, подробно аргументирана в т. 1.4.

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 01.07.2024 г. до 30.06.2025 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 – 31 190 000 MWh;

1.2.2. Условно-постоянни разходи – 24 060 хил. лв. Отделните елементи на условно-постоянните разходи са описани подробно в т. 1.1.2 на предложението за изменение на цената за достъп за крайни клиенти;

1.2.3. Разходи за допълнителни услуги – 169 430 хил. лв., в т.ч. разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 16 575 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 93 923 хил. лв. и разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 58 932 хил. лв.

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 (симетричен продукт);
– резерв за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 155 MW в посока нагоре;

– резерв за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 100 MW в посока надолу;

– резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR) – 650 MW в посока нагоре. 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;

– резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR) – 150 MW в посока надолу за покриване на енергийния излишък на крайните снабдители;

– резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR) – 100 MW в посока нагоре от водноелектрически централи (ВЕЦ) и помпено-акумулиращи водноелектрически централи (ПАВЕЦ) за покриване на недостиг на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници;

– резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR) – 100 MW в посока надолу от ВЕЦ и ПАВЕЦ за покриване на излишък на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници.

Средните цени за разполагаемост за отделните оперативни резерви са както следва:

– резерв за първично регулиране на честотата (симетричен продукт) и резерви за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности в посоки надолу и нагоре – 50 лв./MW*h;

– резерви за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности в посоки надолу и нагоре – 10 лв./MW*h.

Според дружеството предложените стойности на услугите за разполагаемост отразяват не само нуждата от по-адекватното им ценообразуване предвид пазарната среда, но и критичната необходимост от това да се дадат ясни сигнали към инвеститорите относно потребността от внедряване на нови маневрени мощности с постоянно производство;

1.2.4. Регулаторна база на активите в размер на 67 629 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.2.5. Възвръщаемост – 1 137 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 4,00%, подробно аргументирана в т. 1.4.

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 01.07.2024 г. до 30.06.2025 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 – 5 900 000 MWh;

1.3.2. Условно-постоянни разходи – 4 551 хил. лв. Отделните елементи на условно-постоянните разходи са описани подробно в т. 1.1.2. на предложението за изменение на цената за достъп за крайни клиенти;

1.3.3. Разходи за допълнителни услуги – 49 570 хил. лв., в т.ч. разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 3 135 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 17 767 хил. лв., разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 11 148 хил. лв. и разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 17 520 хил. лв.,

изчислени на база предложените в т. 1.2. средни цени за разполагаемост за отделните оперативни резерви;

1.3.4. Регулаторна база на активите в размер на 67 629 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.3.5. Възвръщаемост – 418 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 4,00%, подробно аргументирана в т. 1.4.

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 следните изходни условия:

1.4.1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 33 300 000 MWh;

1.4.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 349 415 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати (възнаграждения) – 116 448 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 61 304 хил. лв.; разходи за амортизации – 84 303 хил. лв.; разходи за ремонт и поддръжка – 31 327 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 56 033 хил. лв.;

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

а) разходите за работна заплата и свързаните с тях социални осигуровки и социални разходи са определени съобразно договорените със синдикалните организации средна брутна работна заплата, условията съгласно сключения КТД, полагащите се доплащания по Кодекса на труда, както и действащия Кодекс за социално осигуряване;

б) разходите за амортизации са определени на база отчет на въведени в експлоатация към 31.12.2023 г. активи и утвърдени амортизационни норми съгласно счетоводната политика на дружеството;

в) разходите за ремонт и поддръжка са изчислени на база разработена програма за ремонт и поддръжка на електропреносната мрежа за 2024 г., утвърдена от управителния и надзорния съвети на ЕСО ЕАД;

г) разходите за безплатна храна и добавките към нея са увеличени в резултат от повишената минимална работна заплата 01.01.2024 г.;

д) разходите за работно облекло са съобразени с изискванията на действащия в дружеството КТД. 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. Съгласно сключения КТД зимното облекло е със срок на износване две години, а лятното работно облекло – една година;

е) разходите за командировки в страната и чужбина през 2024 г. са планирани в близо двоен размер спрямо отчетените през 2023 г. поради изменения и допълнения в Наредбата за командировките в страната (обн. ДВ. бр.27 от 2023 г.), съгласно които полагаемите средства за командировъчни разходи са увеличени със 100%;

ж) разходите за въоръжена и противопожарна охрана са по-високи, тъй като действащите договори за извършване на охранителни услуги на обектите са обвързани с размера на минималната работна заплата;

з) разходите по икономически елементи „разходи за материали“, „разходи за външни услуги“ и „други разходи“ са предмет на програмата за текущи разходи на ЕСО ЕАД, като

стойностите са определени на база действащите към момента договори в дружеството и очакваната средна годишна инфлация за 2024 г.;

и) прогнозираните разходи за имуществена застраховка са разчетени на база сключена застрахователна полица. 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 инвестицията по Националния план за възстановяване и устойчивост „Цифрова трансформация на електропреносната мрежа“, включени в инвестиционната програма на дружеството, 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 183 936 хил. лв., а на инвестиционната програма – 176 238 хил. лв., които представляват 110,8% от разчета;

1.4.3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 175 443 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос – 34 199 134 MWh и остойностени по цена на електрическата енергия в размер на 222,08 лв./MWh. Цената е изчислена, като за периода 01.07.2023 г. – 29.02.2024 г. са взети реално закупените количества за технологичен разход и направените разходи за тях по постигнатите средночасови цени на БНЕБ ЕАД, а за периода 01.03.2024 г. – 30.06.2024 г. – прогнозните количества по определената от Комисията цена за технологичен разход съгласно Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. – 245,69 лв./MWh;

1.4.4. Корекция на основание чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на (минус) -10 533 хил. лв.;

1.4.5. Регулаторна база на активите – 2 264 229 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 – 55 069 хил. лв.;

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

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

1.4.8. Възвръщаемост – 90 569 хил. лв.;

1.4.9. Норма на възвръщаемост – 4,00%. Дружеството обосновава предложеното увеличение на възвръщаемостта на собствения капитал от 3% на 4% с предстоящото изпълнение на мащабни стратегически за страната инвестиции, съответно с необходимостта от по-голям размер ликвидни средства дори и в случаите на частично безвъзмездно финансиране. Посочва, че съгласно чл. 15, ал. 4 от НРЦЕЕ Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск и други. В тази връзка обръща внимание, че при утвърждаването на цените на електроразпределителните дружества КЕВР прилага норма на възвръщаемост в размер 5,74%. Посочва също, че в периода след 2021 г. Комисията прилага норма на възвръщаемост на собствения капитал при утвърждаването на цената за пренос и достъп в размери дори под нивото на доходността на безрисковите ДЦК. Държавните ценни книжа в лева, реализирани чрез аукциони, намиращи се в обращение към 31.12.2023 г. и с падеж 2024 г., са с годишна лихва от 4,00%. С предвидените изменения и допълнения в чл. 15 от НРЦЕЕ се предлага модел за изчисление на нормата на възвръщаемост на капитала чрез оценка на капиталовите активи, който според дружеството води до размер на нормата на възвръщаемост дори по-висок от 4%. Отбелязва, че в изпълнение на задължението по чл. 36е, ал. 1, т. 3 от ЗЕ, ЕСО ЕАД извършва реални разходи, които не са признати в регулираните цени на електропреносния оператор и влошават паричния поток. При по-висока норма на възвръщаемост (от 4%), дружеството ще има възможност да поеме тези разходи, без да се

влоши ликвидността му и оттам да бъдат поставени под риск стратегически проекти по мрежата, които изискват собствено финансиране.

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 28 611 хил. лв. на 26 945 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за канцеларски материали, разходите за свързване на пазарите, разходите за въоръжена и противопожарна охрана, безплатна предпазна храна, охрана на труда, обучение и квалификация, командировки и делегации са запазени на ниво отчет през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 23 947 хил. лв.

Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	28 611	26 945
2	Възвръщаемост	хил. лв.	1 353	1 202
3	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил. лв.	29 964	28 147
4	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MW*h	33 300 000	33 300 000
5	Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС	лв./MWh	0,90	0,85

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 28 611 хил. лв. на 26 945 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за канцеларски материали, разходите за свързване на пазарите, разходите за въоръжена и противопожарна охрана, безплатна предпазна храна, охрана на труда, обучение и квалификация, командировки и делегации са запазени на ниво отчет през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 23 947 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., са взети предвид определените със Заповед № Е-РД-16-173 от 27.03.2019 г. на министъра на енергетиката, като количествата са обвързани с 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). В тази връзка като ценообразуващи елементи са включени:

- резерв за първично регулиране на честотата (FCR) – 45 MW, остойностен по 50,00 лв./MW*h;
- резерв за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 155 MW, остойностен по 50,00 лв./MW*h;
- резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR) – 650 MW, остойностен по 10,00 лв./MW*h;

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	Разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата	хил. лв.	19 710
2	Разходи за автоматично вторично регулиране	хил. лв.	67 890
3	Разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	56 940
4	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	26 945
5	Възвръщаемост	хил. лв.	1 202
6	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	172 691
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	37 090 000

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		
Позиция	Необходими приходи	Количества
ОБЩО	172 691	37 090 000
Производители с динамично променяща се генерация	27 470	5 900 000
Производители с изкл. на производителите с динамично променяща се генерация	145 221	31 190 000

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	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	194 627	145 221
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	31 190 000	31 190 000
3	Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	6,24	4,66

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 за 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 дялът 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	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	17 520	8 760
2	Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп на производители.	хил. лв.	36 601	27 470
3	Възвръщаемост	хил. лв.	418	44
4	Необходими приходи	хил. лв.	54 539	36 274
5	Прогнозни количества	MWh	5 900 000	5 900 000
6	Цена за достъп	лв./MWh	9,24	6,15

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 349 415 хил. лв. на 322 880 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за горива, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, безплатна предпазна храна, охрана на труда, командировки, информационни услуги, обучение и квалификация, делегации, както и данъци, удържани при източника съгласно ЗКПО, са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за осигурителни вноски са преизчислени от 28 917 хил. лв. на 27 365 хил. лв. 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 от 55 069 хил. лв. на 47 463

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, утвърдено за текущия регулаторен период.

Количеството на технологичните разходи по преноса на електрическа енергия в размер на 790 000 MWh е остойностено по 178,64 лв./MWh в съответствие с определената по-горе прогнозна пазарна цена.

Предложеният от дружеството надвзет приход по чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на 10 533 хил. лв. е преизчислен на 47 826 хил. лв., като са взети предвид отчетните данни за количествата технологичен разход и цените на електрическата енергия за периода 01.07.2023 г – 31.03.2024 г., сключените от дружеството дългосрочни договори на платформата на БНЕБ ЕАД и прогнозна цена за второ тримесечие на 2024 г. на пазара „Ден напред“ в размер на 126,48 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 172,52 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) – 47 826 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	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	349 415	322 880
2	Възвръщаемост	хил. лв.	90 569	64 728
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	175 443	141 126
4	Корекция по чл. 27а от НРЦЕЕ	хил. лв.	-10 533	-47 826
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.	541 565	417 579
9	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	33 300 000	33 300 000
10	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	16,26	12,54

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

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,85 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 28 147 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 300 000 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 4,66 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 145 221 хил. лв. и количества електрическа енергия 31 190 000 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 6,15 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 36 274 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 5 900 000 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 12,54 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 417 579 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 300 000 MWh.

VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-39 от 29.03.2024 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, с вх. № Е-13-262-113 от 01.04.2024 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-35 от 29.03.2024 г. от „Електроразпределение Север“ АД и с вх. № Е-13-09-10 от 29.03.2024 г. от „Електроразпределение Златни пясъци“ АД.

1. Приложим метод за регулиране

За дружествата, получили лицензия за дейността „разпределение на електрическа енергия“, Комисията с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. е утвърдила, считано от 01.07.2021 г., приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“ и регулаторен период с продължителност 3 години, който изтича на 30.06.2024 г. В тази връзка за тези дружества Комисията съгласно чл. 3, ал. 7 от НРЦЕЕ следва да определи приложимия метод за регулиране за следващия регулаторен период, като се ръководи от принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ.

По отношение на енергийните предприятия, които осъществяват дейността „разпределение на електрическа енергия“, от 2005 г. КЕВР прилага метод за ценово регулиране „горна граница на приходи“, като цените за достъп и за пренос на електрическа енергия до/през електроразпределителните мрежи са утвърждавани при регулаторни периоди с продължителност, както следва: тригодишен (2005 г. – 2008 г.), петгодишен (2008 г. – 2013 г.), двугодишен (2013 г. – 2015 г.), тригодишен (2015 г. – 2018 г.), тригодишен (2018 г. – 2021 г.) и тригодишен (2021 г. – 2024 г.).

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

Регулаторната практика в Европа показва, че с оглед спецификата на дейността „разпределение на електрическа енергия“ най-подходящият метод за регулиране на цените за достъп и за пренос на електрическа енергия до/през електроразпределителните мрежи е методът „горна граница на приходи“. При този метод на регулиране енергийните дружества са мотивирани да работят по-ефективно, тъй като имат възможност да реализират допълнителна възвръщаемост, ако постигнат определените от регулатора целеви показатели. Посоченият метод насърчава бизнес активността и повишава ефективността на работа на регулираните дружества, тъй като е свързан с определяни от регулатора показатели и критерии за изпълнението им. Последното е инструмент за осъществяване на регулаторна политика в

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

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

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

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

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

След анализ на постигнатите резултати от електроразпределителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи за първия ценови период от новия регулаторен период да бъде приложен единен подход, както следва:

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

Предложените от дружествата разходи в тази група са признати на ниво отчет от базисната година. Допълнителна индексация на оперативните разходи не е прилагана, тъй като както за предходния, така и за настоящия регулаторен период в РБА, както и в амортизационните разходи, са включени значителни средства за инвестиции, които освен за подобряване качеството на предлаганата услуга, следва да се използват за увеличаване ефективността на електроразпределителните дружества, което да доведе до намаляване на оперативните им разходи. Допълнителен аргумент представлява и обстоятелството, че операторите на разпределителни мрежи отчитат сериозен ръст на тази група разходи през базисната година, в сравнение с останалите две от регулаторния период, от което се налага изводът, че необходимата индексация във връзка с инфлацията през предходната година е предварително акумулирана.

2.2. Технологични разходи при разпределение на електрическа енергия

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ Комисията определя максимални размери на технологичните разходи на електрическа енергия, които могат да бъдат признати при ценовото регулиране при разпределение на електрическа енергия. С Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., Комисията е приела допустими нива на технологичните разходи за шестия регулаторен период на електроразпределителните дружества, както следва:

- „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД – 7,5%;
- „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 7,5%;
- „Електроразпределение Север“ АД – 8,5%;
- „Електроразпределение Златни пясъци“ АД – 5%.

При извършения преглед на отчетените данни се установява, че е налице тенденция за намаляване на технологичните разходи на електроразпределителните дружества през шестия регулаторен период. Всички дружества отчитат нива, които са под одобрените такива, което се явява предпоставка за преразглеждане на допустимия размер на загубите при разпределението на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи, независимо, че в заявленията си за цени операторите на електроразпределителни мрежи излагат аргументи за запазването им на нивата, утвърдени за шестия регулаторен период. От една страна запазването на настоящия размер на загубите при разпределението на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи за седмия регулаторен период ще отнеме стимулите на мрежовите оператори за тяхното по-нататъшно оптимизиране, което от своя страна ще доведе до необосновано завишаване на разходите на дружествата, които се включват в цените за крайните клиенти, от друга, обаче, следва да се отчетат и предизвикателствата, пред които са изправени, предвид фундаменталния преход на енергийния сектор към устойчива и зелена икономика. Тази нова среда води до нови тенденции, създава и нови възможности за начина на използване, производство, пренос/разпределение и договаряне на енергия, което се случва с ускорени темпове. В същото време, отчитайки опасността от повишаване на разходите си (основно загубите при разпределение и трансформация на електрическа енергия), електроразпределителните

дружества поставят бариери пред присъединяванията на производители на електрическа енергия от ВИ, които наред с механизмите за оптимизация на потреблението и новите технологии за съхранение и производство на електрическа енергия се явяват двигателят на тази трансформация, част от която на национално ниво е постигане на 27,89% дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия до 2030 г.⁷ В тази връзка регулаторът следва да намери баланса между интересите на крайните клиенти, тези на разпределителните дружества и политиката на Европейската комисия за декарбонизация на икономиката.

Независимо от обстоятелството, че електроразпределителните дружества следва да не поставят пречки пред присъединяванията на производители от ВИ и други зелени икономически проекти, предвид достигнатите нива на загубите през предходния регулаторен период и намеренията на дружествата да продължат да инвестират с цел намаляване на технологичния разход, е обосновано да се приеме, че в резултат на вложените средства целевият размер на технологичните разходи при преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи през следващия регулаторен период следва да се намали с 0,5%, с изключение на „Електроразпределение Златни пясъци“ АД, както следва:

- за „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД – 7%;
- за „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 7%;
- за „Електроразпределение Север“ АД – 8%;
- за „Електроразпределение Златни пясъци“ АД – 5%.

Приложеният балансиран подход за плавно намаляване на технологичните разходи на операторите на разпределителни мрежи осигурява изпълнение на регулаторната политика за прозрачност, предвидимост и създаване на стимули за постигане на целите, поставени пред страната, като част от Европейския съюз, за децентрализация на енергийната система, чрез увеличение на дела на електрическата енергия от ВИ и повишаване на енергийната ефективност.

2.3. Разходи за амортизации

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

$$AM = (AM_1 + AM_2 + AM_3) / 3 - AM_{\phi} + (2,5 * AM_{И1} + 1,5 * AM_{И2} + 0,5 * AM_{И3}) / 3,$$

където:

AM – средни разходи за амортизации през седми регулаторен период;

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

AM_{ϕ} – средна стойност на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин;

$AM_{И1}, AM_{И2}, AM_{И3}$ – разходи за амортизации на инвестициите през съответната година на регулаторния период.

По този начин коректно може да се определи стойността на амортизацията въз основа на конкретния оставащ полезен живот на съществуващите активи за всяка ценова година. За целите на ценообразуването е заложена средноаритметична стойност на разходите за амортизации на съществуващите активи за трите ценови години на седмия регулаторен период, като AM_1, AM_2 и AM_3 отразяват разходите за амортизации на съществуващите активи съответно за 2024 г., 2025 г. и 2026 г. При изчисленията на разходите за амортизации на инвестициите за периода 2024 г. – 2026 г. е спазена логиката при изчисляване на средната

⁷ Стратегия за устойчиво енергийно развитие на Република България до 2030 година с хоризонт до 2050 г.

номинална стойност на инвестициите. Следва да се отбележи, че изчисленията са направени върху нетните инвестиции без инвестициите в активи, придобити по безвъзмезден начин.

2.4. Регулаторна база на активите

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

$$РБА = А - \Phi - АМ + ОК + И,$$

където:

РБА е регулаторната база на активите;

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

Φ – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти, производители, оператори на съоръжения за съхранение и др.;

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

ОК – необходимият оборотен капитал;

И – размерът на инвестициите, одобрени от Комисията.

2.4.1. Балансова стойност на съществуващите активи

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

$$АБ = А - \Phi - АМ,$$

където:

АБ – средната балансовата стойност на съществуващите активи за седмия регулаторен период;

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

Φ – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти, производители, оператори на съоръжения за съхранение и др.;

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

С оглед коректната калкулация на стойността на активите, върху които електроразпределителните дружества ще реализират възвръщаемост през седмия регулаторен период, балансовата стойност на активите, която ще бъде включена в РБА за периода, следва да отразява средната стойност на съществуващите възмездно придобити активи за 2024 г., 2025 г. и 2026 г. За целите на изчисляването, балансовата стойност на активите на дружествата към 31.12.2023 г. е коригирана със стойността на амортизационните отчисления за съответните ценови години от седмия регулаторен период. В таблицата по-долу са представени стойностите на амортизациите, с които се намалява балансовата стойност на активите за базисната година по ценови периоди:

	I ценови период	II ценови период	III ценови период	Средно за регулаторния период
2024 г.	$AM_1-AM\phi$	$AM_1-AM\phi$	$AM_1-AM\phi$	$AM_1-AM\phi$
2025 г.		$AM_2-AM\phi$	$AM_2-AM\phi$	$(AM_2-AM\phi)*2/3$
2026 г.			$AM_3-AM\phi$	$(AM_3-AM\phi)/3$
ОБЩО	$AM_1-AM\phi$	$AM_1+AM_2-2*AM\phi$	$AM_1+AM_2+AM_3-2*AM\phi$	$(3*AM_1 + 2*AM_2 + AM_3 - 6*AM\phi)/3$

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

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

където:

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

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

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

2.4.2. Среден номинален размер на инвестициите

Средният номинален размер на инвестициите е изчислен по формулата:

$$I = (2,5*I_1 + 1,5*I_2 + 0,5*I_3)/3$$

където:

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

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

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

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

	I ценова година	II ценова година	III ценова година	Средно за регулаторния период
2024 г.	$0,5*I_1$	I_1	I_1	$2,5*I_1/3$
2025 г.		$0,5*I_2$	I_2	$1,5*I_2/3$
2026 г.			$0,5*I_3$	$0,5*I_3/3$
ОБЩО	$0,5*I_1$	$I_1+0,5*I_2$	$I_1+I_2+0,5*I_3$	$(2,5*I_1+1,5*I_2+0,5*I_3)/3$

2.4.3. Необходим оборотен капитал

В съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените

годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

2.5. Норма на възвръщаемост

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопотеглена цена на капитала. Среднопотеглената цена на капитала е определена от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала. Приложената целева капиталова структура е от 50% собствен и 50% привлечен капитал.

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

Съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$$NB = (ДСК * NB_{СК} + ДПК * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС), \text{ където:}$$

където:

NB е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

$ДСК$ – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

$NB_{СК}$ – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

$ДС$ – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$ДПК$ – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

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

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

При утвърждаването на цените, прилагани от електроразпределителните дружества за втория регулаторен период, Комисията е определила норма на възвръщаемост от 12%, за третия регулаторен период – 7%, за четвъртия регулаторен период – 7,02%, за петия регулаторен период – 6,67%, а за шестия регулаторен период – 5,74%, която да покрива специфичния и систематичен риск за инвеститорите.

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

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$NB_{СК} = NB_{Б} + \beta L * (NB_{П} - NB_{Б}),$$

където:

$NB_{Б}$ е безрискова норма на възвръщаемост;

$NB_{П}$ – пазарна рискова премия;

βL – лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

2.5.1. Безрискова премия

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка на степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период (месец юни 2023 г. – месец май 2024 г.) по данни на Българската народна банка.

2.5.2. β коефициент на активите

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничен брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business⁸, съгласно която безлостовият β коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък β коефициент. Damodaran цитира и коригирана прогноза за β на активите, като корекцията се основава на предположението, че част от стойността на собствения капитал се състои от парични средства с β стойност, приета за нула. Стойностите, публикувани на сайта, са средно с 0,03 по-високи от реалните за енергийния сектор. При изчислението по-долу тези факти не са взети предвид, като е използван безлостов β коефициент от 0,52, въпреки че е възможно да се приеме и по-ниска стойност. Безлостовият отраслов β коефициент, след отчитане на целевата капиталова структура на електроразпределителните дружества (50:50) и размера на данъчната ставка, се преобразува в лостов β коефициент със стойност – 0,988.

2.5.3. Пазарна рискова премия

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

2.5.4. Цена на привлечения капитал

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като

⁸ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Ваа1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното, прилагайки формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2 и ал. 3 от НРЦЕЕ,

$$НВ_{СК} = 3,99\% + 0,988 * (6,94\% - 3,99\%) = 6,90\%$$

$$НВ_{ПК} = 3,99\% + 2,34\% = 6,33\%$$

$$НВ = 0,5 * 6,90\% + 0,5 * 6,33\% * (1 - 10\%) = 6,30\%$$

$$НВ \text{ преди данъци} = 6,30\% * (1 - 10\%) = 6,998\%$$

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане за електроразпределителните дружества за първата година от седмия регулаторен период е определена на 6,998%.

2.6. Корекции по реда на чл. 38, ал. 5 и ал. 9 от НРЦЕЕ

Според чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 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. 5 от НРЦЕЕ при този метод за ценово регулиране КЕВР прилага и за първата година от регулаторния период корекция с разлика между прогнозни и отчетени инвестиции, като корекцията отразява неизпълнението на инвестиционната програма за предходния регулаторен период, намалено с приложените през ценовите му периоди годишни корекции за инвестиции. Съгласно чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ за първата година от регулаторния период КЕВР може да приложи корекция с фактора Z.

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

На основание чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ е извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за шестия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през шестия регулаторен период, представени в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени.

2.6.2. 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. 9 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

2.7. Разходи за балансиране

В необходимите годишни приходи са включени разходи за балансиране на технологичните разходи в размер на 1,80 лв./MWh, съответстващ на утвърдените разходи за балансиране за шестия регулаторен период. Поисканото от дружествата увеличение във

връзка с нова методика за определяне на цени на балансиращата електрическа енергия не е обосновано предвид обстоятелството, че към настоящия момент липсват реални данни от прилагането ѝ.

2.8. Цена за достъп за битови клиенти

Цената за достъп за битови клиенти не е изчислена по предложения от дружествата метод, като постоянна компонента, която да се начислява върху предоставена мощност в лв./kW/ден и/или като твърда месечна/годишна цена, заплащана независимо от потребената електрическа енергия. 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 към настоящия момент, тъй като ще засегне на практика най-вече енергийно уязвими клиенти, за които, обаче, все още не е въведен ясен механизъм за защита.

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

3.1. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ ЕАД

Утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 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 – 0,01065 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04232 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02683 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00754 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД цени със заявление с вх. № Е-13-62-39 от 29.03.2024 г. и действащите цени на дружеството:

„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ ЕАД			
Цени	Утвърдени с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01065	0,01065	0,00%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,04232	0,04042	-4,49%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02683	0,02817	4,99%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./kW/ден	0,00754	0,01336*	неприложимо

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД уточнява, че предложените в заявлението цени са изчислени въз основа на изчислена от дружеството прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 179,96 лв./MWh, при коефициент 1,06, отразяващ отклонението на средната цена, определена по товаровия профил на дружеството към средната цена за базов товар на БНЕБ ЕАД и прогнозна среднопретеглена пазарна цена за базов товар – 169,77 лв./MWh към 15.03.2024 г., на утвърдените с Решение № Ц-14 от

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

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

www.dker.bg, dker@dker.bg

30.06.2023 г. цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на общо 16,23 лв./MWh и на разходи за балансиране в размер на 1,80 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.

За седмия регулаторен период „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД е предложило цената за достъп за битови клиенти да се заплаща на база предоставената на клиента мощност или в лв./kW/ден, вместо заплащаната до сега цена за достъп на база консумирана енергия. Според дружеството цената за достъп до електроразпределителната мрежа отразява условно-постоянните разходи, които не зависят от консумираната енергия. Посочва, че при прилагане на еднокомпонентна структура всички разходи се заплащат чрез консумираната електрическа енергия и разходите по поддържане на съоръженията за клиенти, които не са консумирали или са консумирали значително по-малко от заявените количества, на практика се заплащат през цените за пренос от останалите клиенти. Отбелязва, че промяната на тарифната структура дава възможност да се оптимизира мрежата, в резултат на което ще се постигне: коректно формиране на стойността на мрежовите услуги и тяхното заплащане; ефективно разпределяне на ангажираните капацитети между клиентите и разпределителното дружество; развитие на мрежата съгласно реалните нужди на клиентите; по-висока сигурност и ефективно управление на капацитета на мрежата. Дружеството е направило подготовка и анализ на събраната предварително информация за предпазителите в електромерните табла на клиентите и потребеното количество електрическа енергия от всеки клиент за две години назад. Създаден е еталонен файл от битови клиенти, като за всеки абонат са налични данните за: предоставена мощност, стойност на номиналния ток на предпазителя, монтиран в електромерното табло и средногодишно потребление. Дружеството предлага формулирани критерии за разпределение на обектите по групи, като в една група се обединяват клиенти със сходни параметри. Критериите са следните: вид присъединяване на обекта – еднофазно и трифазно; номинален ток на предпазителя в електромерно табло на обекта; годишно потребление (kWh). Определената мощност за всяка група представлява фиксирана осреднена стойност, валидна за всички клиенти от групата и отговаряща на критериите за годишно потребление и стойност на номинален ток на предпазителя, отразен в клиентската информационна система. Стойността на предоставената мощност ще подлежи на корекция (увеличение или намаление) при желание на клиента. „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД посочва, че с въвеждането на цена за достъп до електроразпределителната мрежа на база мощност не се увеличават необходимите приходи на дружеството, като в резултат на вътрешно преразпределение на мрежовите компоненти се постига увеличение на цената за достъп, за сметка на намаление на цената за пренос на ниско напрежение.

3.1.1. Предоставена от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД прогнозна информация:

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

- Предложената стойност на оперативните разходи е 205 257 хил. лв., определени на база отчетените разходи за базисната 2023 г. в размер на 187 449 хил. лв., индексирани с инфлационен индекс за периода януари 2023 – декември 2023 г. спрямо периода януари 2022 – декември 2022 г. в размер на 9,5%;
- Прогнозна стойност на разходите за амортизации за седми регулаторен период – 80 272 хил. лв.;
- Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 150 794 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7,5%, прогнозна пазарна цена от 179,96 лв./MWh, утвърдени с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени за достъп и пренос до/през

електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 16,23 лв./MWh и разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh.;

– РБА – 689 345 хил. лв., при утвърдена с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. РБА в размер на 662 202, която включва призната балансова стойност на активите за седмия регулаторен период – 512 609 хил. лв., среден номинален размер на инвестициите за седмия регулаторен период – 132 229 хил. лв., както и оборотен капитал за първата година от седмия регулаторен период – 44 506 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 57 560 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 8,35%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 9 393 354 MWh;

– Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ – 141 хил. лв.;

– Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ в размер на (минус) -55 111 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2023 г. – 02.2024 г. и прогнозни стойности за месеците март, април, май и юни 2024 г., и корекцията с фактора P_{t-2} за предходния регулаторен период с отчетни данни за м. юни 2023 г. в размер на (плюс) 7 228 хил. лв.

3.1.2. 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 2023 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. VII.2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани от 205 257 хил. лв. на 187 449 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.1. Предвиденото от дружеството увеличение със 17 808 хил. лв., представляващи индексация с отчетена инфлация в размер на 9,5% за 2023 г., е необосновано, предвид обстоятелството, че при утвърден за предходния ценови период размер на тези разходи от 155 110 хил. лв. дружеството отчита 21% по-високи разходи от тази група, което е показателно, че не само инфлацията от предходната година, но и тази от следващите от регулаторния период, е предварително акумулирана.

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е изчислена в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.3. от единния подход, в размер на 80 272 хил. лв. Изчисленията са представени в следващата таблица:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		2024 г.	2025 г.	2026 г.
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	86 268	80 949	74 046
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	-13 855	-13 008	-12 149
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	72 413	67 941	61 897
4	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.		67 417	
5	Амортизация на инвестициите, хил. лв.		12 855	
6	Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.		80 272	

– РБА е коригирана от 689 345 хил. лв. на 685 995 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4. от единния подход:

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

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
1	Балансова стойност на активите към 31.12.2023 г., хил. лв.	795 366
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин, хил. лв.	144 417
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2023 г. (р.1-р.2), хил. лв.	650 949
4	Средна стойност на амортизациите $(3*AM1 + 2*AM2 + AM3 - 6*AMФ)/3$, хил. лв.	138 340
5	Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4), хил. лв.	512 609

б) среден номинален размер на инвестициите:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		2024 г. (И ₁)	2025 г. (И ₂)	2026 г. (И ₃)
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	119 460	117 109	119 881
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	22 000	22 000	22 000
3	Амортизация – общо, хил. лв.	10 237	9 771	9 835
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	1 467	1 467	1 467
5	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3+р.4)	88 690	86 804	89 513
6	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $I = (2,5*I_1 + 1,5*I_2 + 0,5*I_3)/3$	132 229		

в) стойността на необходимия оборотен капитал е определена в размер на 41 157 хил. лв. съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4.3. от единния подход.

– Технологичните разходи на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД са определени на 7% в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.2. от единния подход;

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.7. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 6,998%, съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.1. от единния подход, е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на 141 хил. лв., като изчисленията са представени в следващата таблица:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		2021	2022	2023
		Отчет	Отчет	Отчет
1	Инвестиции – общо	100 075	93 916	95 940
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	25 255	21 505	26 853
3	Нетна амортизация, Ап	7 883	7 352	7 274
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	66 936	65 059	61 813
5	Среден номинален размер на инвестициите	98 612		
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 р.3	11 458		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	11 170		
9	Приложени корекция през първата и втората ценови години от регулаторния период	-457		
10	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период $(р.5-р.6)*5,74\%*3 + (р.7-р.8)*3 - р.9$	141		

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.2. от единния подход, е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z, на стойност (минус) – 69 056 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 411 583 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 430 544 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-39 от 29.03.2024 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2023 г. до 29.02.2024 г., както и прогноза за месеците март – юни 2024 г.;

E_{прог.} – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 315 039 хил. kWh;

E_{отч.} – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 609 224 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-39 от 29.03.2024 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2023 г. до 28.02.2024 г., както и прогноза за месеците март – юни 2024 г.;

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 272,94 лв./MWh;

– *Ц_{тр.1}*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 200,29 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, Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за второ тримесечие на 2024 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена, без прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 126,48 лв./MWh.

P_{t-2} – 490 хил. лв. е изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. (*Z_{t-1}*), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на *Z_{t-1}* са извършени по горната формула, където:

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

Потч. – отчетени приходи в размер на 595 360 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-39 от 29.03.2024 г. за отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г.;

E_{прог.} – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 687 551 хил. kWh;

E_{отч.} – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 489 002 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-39 от 29.03.2024 г.;

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

$C_{mp.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 469,15 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 390,94 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 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., 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;

Zt-1 – (минус) -59 064 хил. лв.;

Rt-3 – (минус) -541 хил. лв.;

Приложен Z фактор - (минус) - 60 095 хил. лв.;

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.	187 449
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	141 805
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	80 272
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	685 995
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	512 609
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	132 229
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	41 157
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	6,998%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	48 006
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 69 056
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	141
9	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)	388 617
10	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	9 393 354

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – **0,01122 лв./kWh**,
 - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,03750 лв./kWh**,
 - цена за достъп за небитови клиенти – **0,02741 лв./kW/ден**,
 - цена за достъп за битови клиенти – **0,00770 лв./kWh**,
- необходими годишни приходи за първата ценова година от седмия регулаторен период – 388 617 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 393 354 MWh.**

3.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-262-113 от 01.04.2024 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2024 г.

Утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 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 – 0,01080 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04366 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02617 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00803 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-14 от 30.06.2023 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01080	0,00651	-39,72%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,04366	0,03842	-11,99%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02617	0,05002	91,14%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./точка на потребление/месец	0,00803	3,66*	неприложимо

„Електроразпределение Юг“ ЕАД уточнява, че предложените в заявлението цени са изчислени въз основа на изчислена от дружеството прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 178,01 лв./MWh, на утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 16,23 лв./MWh и на разходи за балансиране в размер на 5,40 лв./MWh.

3.2.1. Предоставена от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

Исходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата година от седмия 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 176 400 хил. лв., при отчетени през базисната 2023 г. – 159 946 хил. лв., в резултат на приложена корекция с инфлационен индекс за периода януари 2023 г. – декември 2023 г. спрямо периода януари 2022 г. – декември 2022 г. в размер на 9,5%;
- Прогнозната стойност на разходите за амортизации за седмия регулаторен период е 75 154 хил. лв., при утвърдени за шестия регулаторен период – 66 606 хил. лв.;

- Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 139 353 хил. лв., при технологичен разход от 7,5%, изчислена от дружеството прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителната мрежа в размер на 178,01 лв./MWh, утвърдени с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на общо 16,23 лв./MWh и разходи за балансиране в размер на 5,40 лв./MWh;
- РБА – 735 048 хил. лв., при утвърдена с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. РБА в размер на 628 214 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 68 506 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 9,32%;
- Прогнозни количества електрическа енергия – 8 611 515 MWh;
- Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ – (минус) -271 хил. лв.;
- Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ – (минус) -64 067 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2023 г. – 02.2024 г. и прогнозни стойности за месеците март, април, май и юни 2024 г., както и корекцията с фактора P_{t-2} за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., поради използвани прогнозни данни за месец юни 2023 г.

Според оператора всички ползватели на мрежата ползват услугата „достъп“, но поради факта, че цената за тази услуга зависи от количеството доставена на всеки клиент електрическа енергия, групата клиенти, които консумират електрическа енергия в своите обекти, на практика поемат и разходите, генерирани от групата клиенти с нулева консумация. Намира последното не само за несправедливо, но и в нарушение на забраната за дискриминация при утвърждаване на цените, които подлежат на регулиране (чл. 31, т. 1 от Закона за енергетиката). В тази връзка предлага цената за достъп за битови клиенти да не зависи от количеството консумирана електрическа енергия в даден обект, а да е фиксирана сума, която да се дължи от ползвателите на мрежата за всеки техен обект, присъединен към електроразпределителната мрежа с отделно измерване на доставяната в него електрическа енергия. Посочва, че възможните подходи са определяне на фиксирана цена за достъп, дължима на месечна или годишна база (разделена на равни месечни вноски), която цена да се заплаща от ползвателите на мрежата за всеки техен обект. Предлаганият подход не взема предвид предоставената мощност, но отчита факта, че операторите на електроразпределителни мрежи не разполагат с инсталирани средства за търговско измерване, които да отчитат точно електрическата мощност на всеки отделен обект на битов клиент. В съответствие с изложените мотиви, дружеството разглежда предложението си като първи етап на въвеждане на фиксирана цена за достъп по сравнително опростени критерии, като след събиране на нужната информация се премине към критерии, които отразяват по-точно предизвиканите от всеки отделен клиент индивидуални разходи.

3.2.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2023 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. VII.2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

- Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 159 946 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.1. Допълнителна индексация на оперативните разходи не е прилагана, тъй като както за предходния, така и за настоящия регулаторен период, в РБА, както и в амортизационните разходи, са включени значителни средства за инвестиции, които, освен за подобряване качеството на предлаганата услуга, следва да се използват за увеличаване ефективността на

електроразпределителните дружества, което следва да доведе до намаляване на оперативните им разходи;

– Разходите за технологични разходи са изчислени при технологичен разход в размер на 7% в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.2. от единния подход;

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.7. от единния подход;

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е изчислена в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.3. от единния подход, в размер на 75 083 хил. лв. Изчисленията са представени в следващата таблица:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		2024 г.	2025 г.	2026 г.
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	88 960	85 639	79 724
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	-22 425	-22 014	-21 338
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	66 535	63 625	58 386
4	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.	62 849		
5	Амортизация на инвестициите, хил. лв.	12 234		
6	Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.	75 083		

– РБА е коригирана от 735 048 хил. лв. на 731 967 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4. от единния подход, като включва:

а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (без активи, придобити по безвъзмезден начин) в размер на 588 459 хил. лв.;

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Балансова стойност на активите към 31.12.2023 г., хил. лв.	950 489
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин, хил. лв.	233 616
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2023 г. (р.1-р.2), хил. лв.	716 873
4	Средна стойност на амортизациите $(3*AM1 + 2*AM2 + AM3 - 6*AMФ)/3$, хил. лв.	128 414
5	Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4), хил. лв.	588 459

б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2024 г. – 2026 г. в размер на 107 264 хил. лв.;

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		2024 г. (И ₁)	2025 г. (И ₂)	2026 г. (И ₃)
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	126 542	126 970	126 370
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	47 000	47 000	47 000
3	Амортизация – общо, хил. лв.	11 141	9 738	9 635
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	2 350	2 350	2 350
5	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3+р.4)	70 751	72 582	72 085
6	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $I = (2,5*I_1 + 1,5*I_2 + 0,5*I_3)/3$	107 264		

в) необходим оборотен капитал – 36 244 хил. лв. съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4.3. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 6,998% съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.1. от единния подход, е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на 1 453 хил. лв.;

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		2021	2022	2023
		Отчет	Отчет	Отчет
1	Инвестиции – общо	85 070	118 308	149 454
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	24 846	38 396	55 956
3	Нетна амортизация, Ап	5 310	6 352	8 918
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	54 914	73 560	84 580
5	Среден номинален размер на инвестициите	96 638		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	107 206		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	9 087		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	8 666		
9	Приложени корекция през първата и втората ценови години от регулаторния период	-2 008		
10	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период $(р.5-р.6)*5,74\%*3 + (р.7-р.8)*3 - р.9$	1 453		

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.2. от единния подход, е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -64 067 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 385 263 хил. лв.;

$P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 399 806 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-262-113 от 01.04.2024 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2023 г. до 29.02.2024 г., както и прогноза за периода март – юни 2024 г.;

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

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 687 095 хил. kWh;

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

$Ц_{мп.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 272,94 лв./MWh;

$Ц_{мп.}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до

електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 201,32 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) -167 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z , приложен в Решение Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.8., цената за достъп за битови клиенти не е изчислена по предложения от дружеството метод, като постоянна компонента.

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.	159 946
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	130 002
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	75 083
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	731 967
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	588 459
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	107 264
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	36 244
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	6,998%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (р.4*р.5)	51 223
7	Корекция с фактор Z , хил. лв.	-64 067
8	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	1 453
9	Необходими годишни приходи, хил. лв. (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)	353 640
10	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	8 611 515

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 – 0,01093 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03647 лв./kWh;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,02672 лв./kW/ден;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00819 лв./kWh,

необходими годишни приходи за първата ценова година от седмия регулаторен период – 353 640 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 611 515 MWh.

3.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-35 от 29.03.2024 г. „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2024 г.

Утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 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 – 0,02108 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04825 лв./kWh;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,03090 лв./kW/ден;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00959 лв./kWh.

3.3.1. 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-14 от 30.06.2023 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,02108	0,01975	-6,30%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,04825	0,04522	-6,29%
цена за достъп до електроразпределителна мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,03090	0,03015	-2,42%
цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти * в лв./kW/ден	0,00959	0,03015*	неприложимо

„Електроразпределение Север“ АД уточнява, че предложените в заявлението цени са изчислени въз основа на утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 254,91 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 16,23 лв./MWh и разходи за балансиране от 2,80 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.

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата година от седмия 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 145 187 хил. лв., при отчетени през базисната 2023 г. – 132 591 хил. лв., в резултат на приложена корекция с инфлационен индекс за периода януари 2023 – декември 2023 г. спрямо периода януари 2022 г. – декември 2022 г. в размер на 9,5% с обща стойност от 12 596 хил. лв.;

– Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 138 564 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8,5%, утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 254,91 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 16,23 лв./MWh и разходи за балансиране от 2,80 лв./MWh;

– Разходи за амортизации на съществуващите активи – 37 525 хил. лв., при утвърдени за шестия регулаторен период – 41 486 хил. лв.;

– РБА в размер на 289 715 хил. лв., при утвърдена с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. РБА в размер на 269 841 хил. лв., която включва призната балансова стойност на активите за седми регулаторен период – 193 861 хил. лв., среден номинален размер на инвестициите за седми регулаторен период – 60 385 хил. лв., както и оборотен капитал за първата година на седмия регулаторен период – 35 469 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 26 741 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 9,23%;

- Прогнозни количества електрическа енергия – 5 445 000 MWh;
- Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния ценови период – (минус) -1 301 хил. лв.;
- Корекция с фактора Z – (минус) -41 956 хил. лв., която включва периодите t-1 и t-2.

3.3.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Север“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2023 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

- Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 132 591 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.1. от единния подход;
- Разходите за технологични разходи са изчислени при технологичен разход в размер на 8%, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.2. от единния подход;
- Разходите за балансиране са изчислени съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.7. от единния подход;
- Прогнозната стойност на разходите за амортизации е изчислена в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.3. от единния подход в размер на 37 525 хил. лв. Изчисленията са представени в следващата таблица:

„Електроразпределение Север“ АД		2024 г.	2025 г.	2026 г.
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	38 058	34 069	29 310
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	-2 915	-2 435	-2 122
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	35 143	31 634	27 188
4	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.	31 322		
5	Амортизация на инвестициите, хил. лв.	6 204		
6	Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.	37 525		

– РБА е коригирана от 289 715 хил. лв. на 282 689 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4. от единния подход, като включва:

- а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (без активи, придобити по безвъзмезден начин) в размер на 193 861 хил. лв.;

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Балансова стойност на активите към 31.12.2023 г., хил. лв.	278 899
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин, хил. лв.	19 743
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2023 г. (р.1-р.2), хил. лв.	259 156
4	Средна стойност на амортизациите $(3*AM1 + 2*AM2 + AM3 - 6*AMФ)/3$, хил. лв.	65 295
5	Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4), хил. лв.	193 861

б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2024 г. – 2026 г. в размер на 60 385 хил. лв.;

„Електроразпределение Север“ АД		2024 г. (И ₁)	2025 г. (И ₂)	2026 г. (И ₃)
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	50 000	50 000	50 000
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	5 515	5 680	5 850
3	Амортизация – общо, хил. лв.	4 844	5 245	4 486
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	789	812	837
5	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3+р.4)	40 430	39 888	40 500
6	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $I = (2,5 * I_1 + 1,5 * I_2 + 0,5 * I_3) / 3$	60 385		

в) необходим оборотен капитал – 28 444 хил. лв. съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4.3. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 6,998% съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на (минус) - 1 300 хил. лв.

„Електроразпределение Север“ АД		2021	2022	2023
		Отчет	Отчет	Отчет
1	Инвестиции – общо	40 007	41 427	43 034
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	3 037	3 070	5 390
3	Нетна амортизация, Ап	3 779	4 405	3 693
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	33 191	33 952	33 951
5	Среден номинален размер на инвестициите	50 294		
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	5 967		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	7 272		
9	Приложени корекция през първата и втората ценови години от регулаторния период	-2 242		
10	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период $(р.5-р.6) * 5,74\% * 3 + (р.7-р.8) * 3 - р.9$	-1 300		

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.2. от единния подход, е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -45 502 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 295 448 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 304 818 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-273-35 от 29.03.2024 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2023 г. до 29.02.2024 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2024 г.;

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

Е_{отч.} – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 376 154 хил. kWh;

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

Ц_{пр.} – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 272,94 лв./MWh;

Ц_{пр.}¹ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 208,92 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, Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за второ тримесечие на 2024 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена, без прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 126,48 лв./MWh;

Р_{t-2} – (минус) -1 261 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, приложен в Решение Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР.

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.8., цената за достъп за битови клиенти не е изчислена по предложения от дружеството метод, като постоянна компонента.

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.	132 591
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	94 963
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	37 525
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	282 689
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	193 861
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	60 385
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	28 444
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	6,998%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (р.4*р.5)	19 783
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-45 502
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-1 300
9	Необходим годишни приходи, хил. лв. (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)	238 059
10	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	5 445 000

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01278 лв./kWh;
 - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03625 лв./kWh;
 - цена за достъп за небитови клиенти – 0,02898 лв./kW/ден;
 - цена за достъп за битови клиенти – 0,00977 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за първата ценова година от седмия регулаторен период – 238 059 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 445 000 MWh.

3.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 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 – 0,01273 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04341 лв./kWh.

3.4.1. Предоставена от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД прогнозна информация

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложението на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД със заявление с вх. № Е-13-09-10 от 29.03.2024 г. и действащите цени на дружеството:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа	0,04341	0,05264	21,26%
цена за достъп до електроразпределителна мрежа за небитови клиенти * в лв./kW/ден	0,01273	0,01460*	неприложимо
цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти	0,01273	0,00957	-24,82%

Исходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата година от седмия 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 2 579 хил. лв., при отчетени през базисната 2023 г. – 2 211 хил. лв.;
- Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 574 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 3,62%, утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 254,91 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 16,23 лв./MWh;

- Разходи за амортизации – 210 хил. лв., при утвърдени за шестия регулаторен период – 240 хил. лв.;
- РБА в размер на 2 197 хил. лв., при утвърдена с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. РБА в размер на 1 927 хил. лв., която включва призната балансова стойност на активите за седми регулаторен период – 1 546 хил. лв., среден номинален размер на инвестициите за седми регулаторен период – 257 хил. лв., както и оборотен капитал за първата година на седмия регулаторен период – 394 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 126 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 5,74%;
- Прогнозни количества електрическа енергия – 55 293 MWh;
- Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния ценови период – (минус) -15 хил. лв.;
- Корекция с фактора Z – (минус) -55 хил. лв.

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД посочва, че към настоящия момент цената за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти се определя на база консумирана електрическа енергия. Според дружеството този подход не отразява справедливо икономическата логика за покриване на постоянните разходи с одобрените необходими приходи. Отбелязва, че постоянните разходи на дружеството не зависят от консумираната електрическа енергия, поради което предлага цената за достъп за небитови клиенти да се определя на база предоставена мощност. Счита този подход за по-справедлив, като дружеството съответно следва да събира приходите от цената за достъп на равни месечни вноски, независещи от консумацията на електрическа енергия за съответния месец.

3.4.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2023 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

- Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 2 211 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.1. от единния подход;
- Разходите за технологични разходи са изчислени при технологичен разход в размер на 5%, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.2. от единния подход;
- Разходите за балансиране са изчислени съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.7. от единния подход;
- Прогнозната стойност на разходите за амортизации е изчислена в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.3. от единния подход, в размер на 211 хил. лв. Изчисленията са представени в следващата таблица:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		2024 г.	2025 г.	2026 г.
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	244	192	156
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	-43	-31	-16
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	201	161	140
4	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.	167		
5	Амортизация на инвестициите, хил. лв.	43		
6	Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.	211		

– РБА е коригирана от 2 197 хил. лв. на 1 797 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4. от единния подход, като включва:

а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (без активи, придобити по безвъзмезден начин) в размер на 1 191 хил. лв.;

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
1	Балансова стойност на активите към 31.12.2023 г., хил. лв.	1 794
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин, хил. лв.	248
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2023 г. (р.1-р.2), хил. лв.	1 546
4	Средна стойност на амортизациите $(3*AM1 + 2*AM2 + AM3 - 6*AMФ)/3$, хил. лв.	355
5	Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4), хил. лв.	1 191

б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2024 г. – 2026 г. в размер на 257 хил. лв.;

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		2024 г. (И ₁)	2025 г. (И ₂)	2026 г. (И ₃)
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	197	202	211
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	0	0	0
3	Амортизация – общо, хил. лв.	29	29	28
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	0	0	0
5	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3+р.4)	168	173	183
6	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $I = (2,5*I_1 + 1,5*I_2 + 0,5*I_3)/3$	257		

в) необходим оборотен капитал – 349 хил. лв. съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4.3. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 6,998% съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.1. от единния подход, е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на (минус) - 20 хил. лв.

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		2021	2022	2023
		Отчет	Отчет	Отчет
1	Инвестиции – общо	200	161	203
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	9	0	0
3	Нетна амортизация, Ап	28	28	6
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	163	133	197
5	Среден номинален размер на инвестициите	235		
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 $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	38		

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		2021	2022	2023
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.		35	
9	Приложени корекция през първата и втората ценови години от регулаторния период		27	
10	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период $(p.5-p.6)*5,74\%*3 + (p.7-p.8)*3 - p.9$		-20	

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.2. от единния подход, е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -75 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 3 220 хил. лв.;

$P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 3 189 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-09-10 от 29.03.2024 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2023 г. до 29.02.2024 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2024 г.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 57 364 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 56 808 хил. kWh;

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

$C_{мп.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 272,94 лв./MWh;

$C_{мп.}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 211,93 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;

P_{t-2} – (минус) -8 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, приложен в Решение Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР.

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	2 211
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	584
3	Разходи за амортизации	211
4	Регулаторна база на активите	1 797
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 191
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	257
4.3.	Необходим оборотен капитал	349
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,998%

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
6	Възвръщаемост (p.4*p.5)	126
7	Корекция с фактор Z	-75
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	-20
9	Необходими годишни приходи (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)	3 036
10	Количество електрическа енергия за разпределение	55 293

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03741 лв./kWh;
 - цена за достъп за небитови клиенти – 0,02049 лв./kW/ден;
 - цена за достъп за битови клиенти – 0,00927 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за първата ценова година от седмия регулаторен период – 3 036 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 55 293 MWh.

VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-9 от 29.03.2024 г. и с вх. № Е-13-47-12 от 30.04.2024 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, с вх. № Е-13-49-10 от 29.03.2024 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, с вх. № Е-13-46-7 от 29.03.2024 г. и с вх. № Е-13-46-7 от 29.04.2024 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и с вх. № Е-13-77-9 от 01.04.2024 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД.

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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи да бъде приложен единен подход, както следва:

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

1.2. Необходими годишни приходи на крайните снабдители за ценовия период, отразяващи 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

2.1. „ЕЛЕКТРОХОЛД ПРОДАЖБИ“ ЕАД

Със заявления с вх. № Е-13-47-9 от 29.03.2024 г. и с вх. № Е-13-47-12 от 30.04.2024 г. „Електрохолд Продажби“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2024 г.

2.1.1. Предоставена от „Електрохолд Продажби“ ЕАД прогнозна информация

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-14 от 30.06.2023 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 № 14 от 30.06.2023 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14875	0,13099	-11,94%
- Ношна	0,05997	0,12211	103,62%
2. Една скала	0,14875	0,13099	- 11,94%

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

– Разходи за закупуване на електрическа енергия – 564 382 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 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-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР цена за задължения към обществото;

– Компонента за дейността – 61 915 хил. лв., в т.ч. оперативни разходи – 25 851 хил. лв., норма на възвръщаемост – 8,81%, възвръщаемост – 6 822 хил. лв. и разходи за балансиране – 29 243 хил. лв.;

– Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 873 766 MWh.

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 10,97%. 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 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 01.07.2024 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,16209
- Нощна	0,07102
2. Една скала	0,16209

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,94 лв./MWh;

– необходимими годишни приходи – 684 165 хил. лв.;

– прогнозни количества електрическа енергия – 5 007 933 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 – 0,01339 лв./kWh;
2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03750 лв./kWh;
3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00770 лв./kWh.

2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-49-10 от 01.04.2024 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2024 г.

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

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД не е предложило за утвърждаване конкретен размер на цени за снабдяване на битови крайни клиенти. Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-14 от 30.06.2023 г., в частта по т. II.6.2., цени, без ДДС, по които дружеството продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, са представени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14667	-	-%
- Нощна	0,05531	-	-%
2. Една скала	0,14667	-	-%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 783 668 хил. лв., изчислени въз основа на прогнозна годишна покупна цена на електрическа енергия за дейността „снабдяване с електрическа енергия“ в размер на 178,72 лв./MWh;
- Компонента за дейността – 14,27 лв./MWh, в т.ч. компонента за икономически обосновани разходи за дейността „снабдяване с електрическа енергия“ в размер на 4,42 лв./MWh, компонента за икономически обосновани разходи за балансиране в размер на 7,61 лв./MWh и компонента за възвръщаемост за дейността в размер на 2,24 лв./MWh;
- Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 384 892 MWh.

2.2.2 Ценообразуващи елементи

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 01.07.2024 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,15925
- Нощна	0,06832
2. Една скала	0,15925

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,94 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 599 351 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 4 387 068 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 – 0,01339 лв./kWh;**
- 2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03647 лв./kWh;**
- 3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00819 лв./kWh.**

2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявления с вх. № Е-13-46-7 от 29.03.2024 г. и с вх. № Е-13-46-7 от 29.04.2024 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2024 г.

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

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-14 от 30.06.2023 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 01.07.2024 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,15076	0,15099	0,15%
- Нощна	0,05279	0,05287	0,15%
2. Една скала	0,15076	0,15099	0,15%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

– Разходи за закупуване на електрическа енергия – 341 814 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР цена на обществения доставчик и цена за задължения към обществото;

– Компонента за дейността – 23 939 хил. лв. Дружеството посочва, че предложеният размер на компонентата е максимално допустимият съгласно НРЦЕЕ, но въпреки това не е достатъчен да покрие действителните му разходи с 12 448 хил. лв., които включват отчетените разходи за дейността за 2023 г., индексирани с инфлационен индекс от 9,5%, в размер на 15 720 хил. лв., разходи за балансиране, изчислени на база 5,54 лв./MWh, в размер на 16 353 хил. лв. и възвръщаемост в размер на 4 314 хил. лв., при НВ от 9,23%;

– Количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти – 2 951 764 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 – 643 хил. лв.;

– Разходи за несъбираеми вземания в размер на 10 973 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 01.07.2024 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,16339
- Нощна	0,06638
2. Една скала	0,16339

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,94 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 407 296 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 2 981 281 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 – 0,01339 лв./kWh;**
- 2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03625 лв./kWh;**
- 3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00977 лв./kWh.**

2.4. „ЕСП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ ООД

Със заявление с вх. № Е-13-77-9 от 01.04.2024 г. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2024 г.

2.4.1 Предоставена от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД прогнозна информация

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД не е предложило за утвърждаване конкретен размер на цени за снабдяване на битови крайни клиенти. Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-14 от 30.06.2023 г., в частта по т. II.6.4., цени, без ДДС, по които дружеството продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, са представени в таблицата по-долу:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14187	-	-%
- Нощна	0,07187	-	-%
2. Една скала	-	-	-%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 394 хил. лв., изчислени въз основа на прогнозна годишна покупна цена на електрическа енергия за дейността „снабдяване с електрическа енергия“ в размер на 160,33 лв./MWh;
- Компонента за дейността – 29 хил. лв.;
- Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 2 455 MWh.

2.4.2. Ценообразуващи елементи

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 01.07.2024 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,15465
- Нощна	0,08470
2. Една скала	-

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,94 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 335 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 2 455 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 – 0,01339 лв./kWh;**
- 2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00927 лв./kWh;**
- 3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03741 лв./kWh.**

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КРАЙНИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2024 г. <i>(включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)</i>	
„Електрохолд Продажби“ ЕАД	2,74%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	1,46%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	-0,90%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	0,25%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	1,39%

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.**