



ПРОТОКОЛ

№ 187

София, 30.06.2024 година

Днес, 30.06.2024 г. от 10:01 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Александър Йорданов, Благой Голубарев и Юлиан Митев – за главен секретар, съгласно Заповед № 705 от 27.06.2024 г. (без право на глас).

На заседанието присъстваха Пл. Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, Б. Паунов - началник на отдел „Цени и лицензии: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия и топлоснабдяване“, М. Трифонов – началник на отдел „Цени и лицензии: електрически мрежи, търговия и пазари“ и експерти на КЕВР.

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

ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект на решение относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, считано от 01.07.2024 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Боян Паунов, Ана Иванова, Радослав Наков, Радостина Методиева, Радослав Райков и Силвия Петрова

2. Проект на решение относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.07.2024 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Боян Паунов, Георги Петров, Петя Георгиева, Радослав Наков, Владимир Петров, Ана Иванова, Цветелина Пешева, Йовка Велчева, Надежда Иванова и Ненко Ненков

3. Проект на решение относно утвърждаване цени в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2024 г.

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

4. Проект на решение относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

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

По т.1. Комисията, след като разгледа данните и документите, свързани определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, установи следното:

Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) ежегодно до 30 юни определя преференциални цени за изкупуването на електрическата енергия от възобновяеми източници (ВИ), произведена от енергийни обекти с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии - чл. 6, ал. 1, т. 1 във връзка с чл. 32, ал. 1, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ). Разпоредбата на чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ подробно посочва критериите и ценообразуващите фактори, които се отчитат при определяне на преференциалните цени при условията и по реда на Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

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

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката (ЗЕ), КЕВР определя ежегодно в срок до 30 юни премии за електрическа енергия от ВИ, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW.

Според § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г. КЕВР определя на производителите на електрическа енергия от ВИ премии, като разлика между определената до влизането в сила на този закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник.

В тази връзка, за целите на определянето на премията за електрическа енергия, произведена от ВИ, 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 ВИ и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

Със заповед № 3-Е-84 от 02.04.2024 г. на председателя на КЕВР е създадена работна група със задача да извърши анализ на данните и документите, свързани с определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и актуализирането на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса. В тази връзка е изготвен доклад с вх. № Е-Дк-695 от 30.05.2024 г., който е приет от Комисията с решение по т. 1 от Протокол № 160 от 04.06.2024 г. Със същото решение КЕВР е приела и проект на решение относно определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW. В изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 1 от ЗЕ проектът на решение е подложен на обществено обсъждане, което е проведено на 10.06.2024 г. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ от заинтересованите лица, са постъпили становища, както следва:

1. Становище с вх. № Е-12-00-277 от 20.06.2024 г. от „Би Си Ай Казанлък Холдинг“ ЕООД:

„Би Си Ай Казанлък Холдинг“ ЕООД посочва, че не е съгласно с анализа на КЕВР относно определяне на прогнозната пазарна цена, респективно премии за предстоящия регулаторен период, поради което считат, че при определяне на размера на премията следва да се вземе предвид следното:

Според „Би Си Ай Казанлък Холдинг“ ЕООД анализът на КЕВР не отразява обективно реалността на енергийния пазар поради изкуственото завишаване на размера на среднопретеглената референтна пазарна цена за регулаторния период 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. В тази връзка дружеството посочва, че в решението за предходния период, а именно 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г. цената е изчислена в размер на 256,37 лв./MWh., а към настоящия момент реално постигнатите цени са значително по-ниски, а търсенето на електрическа енергия не се е увеличило до степен, която да обоснове толкова висока средна цена. .

От друга страна, „Би Си Ай Казанлък Холдинг“ ЕООД отчита, че при изчисляването на размера на среднопретеглената референтна пазарна цена за регулаторния период 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г., се взема предвид периода от една календарна година (01.01.2023 г.- 31.12.2023 г.), като по този начин се игнорират тенденциите в цените за периода от 01.01.2024 г. - 30.06.2024 г. и се изкривява

обективната преценка на средно претеглена референтна пазарна цена.

В допълнение към горното дружеството заявява, че при изчисляването на цената, следва да се вземе предвид също така ситуацията, в която се поставят производителите, а именно определянето на изкуствено завишена референтна цена, респективно изкуствено занижен размер на дължимата премия, което ще доведе до сериозен натиск върху всички производители на енергия от ВИ, и до несигурност в системата, обект на многобройни реформи в последните години. Във връзка с горното, „Би Си Ай Казанлък Холдинг“ ЕООД настоява КЕВР да измени прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. и прогнозната пазарна цена за съответната група производители и да приеме окончателно решение с реалистични цени.

Комисията приема горното становище за неоснователно, като аргументи относно възражението на „Би Си Ай Казанлък Холдинг“ ЕООД за размера на прогнозната пазарна цена са изложени по-долу в мотивите на решението, в част „Прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.“.

2. Становища с писма с вх. № Е-12-00-284 от 26.06.2024 г. от „Биомет Солар Пчеларово“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-285 от 26.06.2024 г. от „Сънфалуър-Угърчин“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-286 от 26.06.2024 г. от „Глобал Биомет“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-287 от 26.06.2024 г. от „Солар РАС“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-288 от 26.06.2024 г. от „Солар Р1 ЕООД; с вх. № Е-12-00-289 от 26.06.2024 г. от „Биомет“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-290 от 26.06.2024 г. от „Венто Еко Енерджи“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-291 от 26.06.2024 г. от „Агророуд“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-292 от 26.06.2024 г. от „Консулт Солар“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-293 от 26.06.2024 г. от „ЕРРА 2010“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-294 от 26.06.2024 г. от „Грийн Енерджи Парк“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-295 от 26.06.2024 г. от „Еко Уъркс“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-296 от 26.06.2024 г. от „Солар Груп Системс ЕООД; с вх. № Е-12-00-297 от 26.06.2024 г. от „Сън Енерджи Кула 1“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-298 от 26.06.2024 г. от „Ник Енерджи“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-299 от 26.06.2024 г. от „Гисолар“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-300 от 26.06.2024 г. от „Меден Кладенец Солар“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-301 от 26.06.2024 г. от „Кадийца“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-302 от 26.06.2024 г. от „Ханово 2 Солар“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-303 от 26.06.2024 г. от „Соларен парк Хаджидимово 1“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-304 от 26.06.2024 г. от „Каравелово Солар“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-305 от 26.06.2024 г. от „Солар Ел Систем“ ЕАД; с вх. № Е-12-00-306 от 26.06.2024 г. от „Пи Ви Инвест БГ“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-307 от 26.06.2024 г. от „Соларен парк Хаджидимово 2“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-308 от 26.06.2024 г. от „Геовид“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-309 от 26.06.2024 г. от „Кукорево 1 Солар“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-310 от 26.06.2024 г. от „Балкан Фриго“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-311 от 26.06.2024 г. от „Солар-Плана“ ЕООД; с вх. № Е-13-101-1 от 26.06.2024 г. от „РЕС Технолъджи“ АД и с вх. № Е-13-126-3 от 26.06.2024 г. от „АСМ-БГ Инвестиции“ АД.

В гореизброените становища дружествата заявяват необходимостта от увеличаването на премиите за производители от ФТЕЦ за предстоящия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., като отбелязват, че изчислената с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. референтна цена (прогнозната пазарна цена за производители на слънчева енергия) в размер на 250,27 лв./MWh е имала негативен ефект върху размера на получените от дружествата премии.

Дружествата, считат че прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за регулаторния период 01.07.2024 -30.06.2025 г. следва да бъде в размер по-нисък от размера в проекта на решение - 173,09 лв./MWh и при нейното изчисляване да се приложи по-консервативен подход за нивата на фючърсите EEX - PXE Bulgarian Power Futures and HUDEX за трето тримесечие на 2023 г., а именно на цена около 130 лв./MWh.

В тази връзка, от дружествата изчисляват, че при прилагането на по-прецизна методология на изчисляването на прогнозната пазарна цена за производители на

електрическа енергия, произведена от слънчева енергия и при определения групов коефициент K_s (0,81743), референтната цена за електрическа енергия от слънце би била от порядъка на 105 лв./MWh.

В описаните по-горе становища дружествата посочват и, че в случай, че предложената референтна цена в размер на 141,49 лв./MWh се запази, няма да е възможно реализиране на продажна цена близка до референтната цена. В тази връзка, според дружествата, производители на електрическа енергия от слънце, за календарната 2023 г. е постигната среднопретеглена цена е с около 20% по-ниска от средната цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), т.е., постигната от производителите цена е по-ниска от пазарните нива на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД.

Според дружествата тази референтна цена ги ощетява, тъй като не изпълнява гаранционната си функция, така че производителите на електрическа енергия от слънчева енергия да получават плащания по премии, като постигнат приходи, които да са равни на тези по преференциалната цена или актуализираната преференциална цена.

От дружествата отбелязват още, че средномесечните цени за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за първите четири месеца от 2024 г. са 175,24 лв./MWh за месец януари, 136,91 лв./MWh за месец февруари, 123,95 лв./MWh за месец март и 113,90 лв./MWh за месец април. Тези цени са по-ниски от изчислената в Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. референтна цена за базов товар в размер на 256,37 лв./MWh и от референтната цена за производители на електрическа енергия, произведена от слънце в размер на 250,27 лв./MWh.

Предвид това, дружествата считат, че референтната цена следва да бъде изчислена, като се вземат предвид нивата на фючърските сделки към момент, максимално близък до момента, в който КЕВР ще постанови решението си, при консервативен подход относно техните нива.

На следващо място, дружествата посочват, че изчислената към момента референтна цена влияе върху ликвидността на пазара на електрическа енергия, като се наблюдава тенденция на невъзможност за сключване на дългосрочни договори за изкупуване на електрическа енергия. Според дружествата разликата между изчислената референтна цена и реално постижимата пазарна цена ще продължи тенденцията търговците да подхождат консервативно при сключването на договорите дори и за краткосрочно изкупуване на електрическа енергия като ще предлагат цена за изкупуване под референтната цена. Към настоящия момент при договори за изкупуване на електрическа енергия на тримесечна база - цената, която може да бъде постигната е в размер около 100 лв./MWh, т.е. с 30% по-ниска от предвидената референтна цена.

Според дружествата премията следва да гарантира приходи на нивата на определената преференциална цена. В тази връзка дружествата заявяват, че в случай, че тенденцията за покачваща се разлика между реалната постижима пазарна цена и референтната цена продължи, това ще доведе до липсва на предвидимост на приходите на дружествата и ще повлияе негативно на отношенията с финансовите институции.

Същевременно, от дружествата заявяват, че липсва компенсаторен механизъм при отклонение на референтната цена и реалната такава, като според тях единственият възможен компенсаторен механизъм, който защитава инвеститорите е задължението на КЕВР, съгласно чл. 31б, ал. 2 от ЗЕ, да измени определената премия, но не по-често от веднъж на 6 месеца. Това обосновава необходимостта изчислената за новия регулаторен период референтна цена в максимална степен да отразява нивата на фючърсите към момента на приемане на решението. Така, според дружествата, при по-ниска референтна цена, респективно по-висока премия, ще се гарантират приходите им, които ще се доближават максимално до нивата на преференциалната цена.

Предвид всичко изложено дружествата считат, че КЕВР следва да изчисли

референтната цена в размер 105 лв./MWh, който е по-нисък от изчисления към момента - 141,49 лв./MWh.

Комисията приема горните становища за неоснователни.

По отношение на възражението относно размера на прогнозната пазарна цена, следва да се има предвид, че така предложената от дружествата цена за базов товар за регулаторния период 01.07.2024 - 30.06.2025 г. в размер на 130 лв./MWh (66,47 евро/MWh) е необоснована. Видно от графиките в извършения по-долу анализ в нито едно от анализирания тримесечия (Q3 2024; Q4 2024; Q1 2025 и Q2 2025), фючърсите не достигат толкова ниски нива. Подробни аргументи относно размера на прогнозната пазарна цена, са изложени по-долу в мотивите на решението, в част „Прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.“.

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

I. Общи принципи при определянето на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от ВИ

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

При определяне на цените на електрическата енергия, произведена от ВИ, са използвани данни от следните източници: официален доклад на „Фраунхофер“ институт към 03.04.2024 г.¹ и Презентация от 17.05.2024 г.² (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems), pvxchange.com³, pv-magazine.com⁴ и два доклада на IRENA⁵ (International Renewable Energy Agency) от 2022 г. и от 2023 г.

Данните от доклад на „Фраунхофер“ институт, pvxchange.com, pv-magazine.com и IRENA, съдържат обобщени анализи за развитието на проекти от възобновяема енергия, в т.ч. за фотоволтаични и за вятърни електрически централи (ЕЦ) през последните години, с отчитане, както на движението на пазара по отношение на цените на основните суровини, така и на инвестиционните разходи за изграждане на нови електрически централи в страни-членки на Европейския съюз (ЕС).

От прегледа на информацията в посочените по-горе източници, се установява, че цените на основните съоръжения (като слънчеви панели, вятърни турбини и др.) през последните години са претърпели значителни колебания, като инвестиционните разходи за малки системи с инсталирана мощност до 30 kWp включително са пряко повлияни от няколко фактора: пазарната политика сред производителите на такъв тип системи в световен мащаб, периодите на доставка и наличието на адекватни строителни участници на пазара, които да успяват да реализират строителството на такива конструкции, качествено и в срок.

Видно от анализа представен в официалния доклад от 03.04.2024 г. и презентация от 17.05.2024 г. на „Фраунхофер“ институт, по отношение на инвестиционните разходи за покривни системи, е посочено че стойността на фотоволтаичните модули за последните 10 г. е намаляла с 38,78%, като за 2023 г. представлява 30% от общите разходи. В тази връзка

¹<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>

²<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>

³<https://www.pvxchange.com/Preisindex>

⁴<https://www.pv-magazine.com/2023/09/29/sliding-solar-module-prices-squeezing-european-manufacturers/>

⁵<https://www.irena.org/>

от института посочват, че най-ниската средна цена, която е отчетена е в размер на 200 USD/kWp (184 евро/kWp). При изчисляването на тези средни стойности на инвестиционните разходи е взет предвид съответният среден курс долар/евро за 2023 г. и за 2024 г.⁶.

Извършен е анализ на данни и от друг източник, а именно – pvxchange.com, от който е видно, че по отношение на средната нетна цена на фотоволтаичните модули за периода март 2023 г. – април 2024 г. при използване на модул „Crystalline silicon“ с инсталирана мощност 1 kWp е отчетено намаление в размер на 43,24% от 0,37 евро/Wp на 0,21 евро/Wp.

По данни на pv-magazine.com от месец януари 2023 г. до момента се установява намаление в цените на фотоволтаичните модули с приблизително 30%, в резултат на това средната нетна цена на фотоволтаичните модули за 2023 г. е с отчетена най-ниска стойност в размер на 0,11 евро/Wp и най-висока в размер на 0,17 евро/Wp.

Анализ е извършен и на данните от цитираните по-горе доклади на IRENA от 2022 г. с отчетни данни за 2021 г. и от 2023 г. с отчетни данни за 2022 г., и с прогнози за периода от 2023 г. до 2025 г., за размера на инвестиционните разходи при различните видове ВИ, в т.ч. за малки жилищни фотоволтаични системи и за малки вятърни електрически централи. Според тези данни стойността на разходите за ФтЕЦ са намалени и варират между 700 USD/kWp (644 евро/kWp) и 857 USD/kW (788 евро/kWp), в резултат на по-ниските разходи за модули от оптимизирането на производствените процеси и подобрената ефективност на модула. Разходите за ВяЕЦ също са намалени с между 48% и 62%, и варират между 780 USD/kW (718 евро/kW) и 960 USD/kW (883 евро/kW), от които стойността на вятърните турбини е с най-големия дял (между 64% и 84%) от общите разходи, в резултат на технологичните подобрения, които водят до нарастване на производствения капацитет.

В края на 2023 г., предвид увеличението на цените на основните суровини е отчетена средна стойност на инвестиционните разходи за малки жилищни фотоволтаични системи в размер на 890 USD/kWp (819 евро/kWp) и за вятърни ЕЦ в размер на 1 300 USD/kW (1 196 евро/kW). При изчисляването на тези средни стойности на инвестиционните разходи е взет предвид съответният среден курс долар/евро за 2023 г. и за 2024 г.

Определянето на преференциалната цена на електрическата енергия, произвеждана от ВИ следва да отчита тенденцията на развитие на международните пазари при изграждането на електрическите централи според вида възобновяем източник, в т.ч. и цените на основните съоръжения, а именно стимулиране изграждането на ВИ проекти на всички нива – домакинства, търговски и индустриални ползватели. Трансформацията на енергийния сектор чрез въвеждане на възобновяеми енергийни технологии, води до технологични подобрения, които повишат ефективността, респективно производителността на инсталациите, а също и до намаляване на разходите за експлоатация и поддръжка, като част от общите разходи.

Технико-икономически е обосновано при определяне на инвестиционните разходи, които формират цената на електрическата енергия за ФтЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp, включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии, да се отчете, както международния опит при изграждането на такива инсталации, така и този в страната, съгласно изискването по чл. 20, ал. 2 от НРЦЕЕ. В тази връзка е извършен и анализ въз

⁶изчисленията са извършени при среден курс на щатски долар към евро 0,92 USD/EUR - <https://www.exchangerates.org.uk/USD-EUR-spot-exchange-rates-history-2023.html> и <https://www.exchangerates.org.uk/USD-EUR-spot-exchange-rates-history-2024.html>

основа на данни от оферти⁷ за изграждане на инсталации в Р България за ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително, като в тези оферти са включени и разходи за монтаж и присъединяване, от който е установено, че към месец май 2024 г. цената за изграждане на такива инсталации в Р България е намаляла с около 19% и е в размер на около 32 хил. лв., с ДДС, което се равнява на 1077 лв./kWp, или 551 евро/kWp, спрямо миналата година по същото време, когато са били в размер на около 40 хил. лв., с ДДС, което се равнява на 1 333 лв./kWp, или 682 евро/kWp.

За определяне на средногодишната производителност на ФТЕЦ са взети предвид предоставените с писмо с вх. № Е-04-13-3 от 17.04.2024 г. данни от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР), с отчетна информация за последните три години относно средногодишната продължителност на работа на ФТЕЦ за Р България, като е отчетена и повишената ефективност, респективно производителност на фотоволтаичните панели, поради което се приема за обоснована средногодишна продължителност на работа на ФТЕЦ в размер на 1 406 часа. В тази връзка, нетното специфично производство на електрическа енергия за една година е в размер на 1 406 kWh/kWp.

Предвид изложеното, при използване на модул „Crystalline silicon” с инсталирана мощност 1 kWp, годишното производство средно за Р България възлиза на 1 420 kWh/kWp при оптимално ориентиране на фотоволтаичния модул към слънчевата радиация от 32°, което съответства на 1 406 kWh/kWp нетно специфично производство на електрическа енергия за една година.

По отношение на разходите за изграждането на вятърни електрически централи в Р България, е извършен анализ въз основа на данни за инсталации с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, от който е установено, че към месец май 2024 г. се изграждат предимно хибридни системи, т.е. система, която има два източника на електроенергия и по-конкретно от ФТЕЦ и от ВяЕЦ. Цената за изграждане на такава инсталация с включени разходи за монтаж и присъединяване е от порядъка на около 30 хил. лв., от които стойността на ветрогенератора е около 50% от инвестицията за подобен тип проекти, което се равнява на 3 000 лв./kW, или 1 534 евро/kW с ДДС (1 227 евро/kW, без ДДС).

Предвид горното, в случаите, когато се предвижда да бъдат изградени ЕЦ от различни по вид ВИ (т.нар. хибридни инсталации) в един поземлен имот, а именно: с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии, следва да се определят количествата електрическа енергия за изкупуване от всеки от тези възобновяеми източници (ВИ) от обществения доставчик и/или крайните снабдители. В тази връзка, за нуждите на изчисляването на

⁷https://es3.bg/helpie_faq/stojnost-investicij-prihodi-razhodi/
<https://pvpower.bg/cases/30kw/>
<https://solar.vns-bg.com/produkt/%D1%81%D0%BE%D0%BB%D0%B0%D1%80%D0%BD%D0%B0-%D1%84%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%BB%D1%82%D0%B0%D0%B8%D1%87%D0%BD%D0%B0-%D1%86%D0%B5%D0%BD%D1%82%D1%80%D0%B0%D0%BB%D0%B0-30kw/>
<https://pvsolars.net/product/%D1%84%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%BB%D1%82%D0%B0%D0%B8%D1%87%D0%BD%D0%B0-%D1%81%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B5%D0%BC%D0%B0-pvsolars-30kw-%D0%BC%D1%80%D0%B5%D0%B6%D0%BE%D0%B2%D0%B0/>
<https://shop.chepakov.com/30kwp-samostojatelna-solarna-sistema>
<https://euroled.net/product/12943/fotovoltaična-sistema-30kw-komplekt-paneli-i-invertor.html>
<https://green-energy.bg/produkt/fotovoltaična-instalacziya-30-kw/>
<https://pvsolars.net/product/30-kw-%D1%84%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%BB%D1%82%D0%B0%D0%B8%D1%87%D0%BD%D0%B0-%D1%81%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B5%D0%BC%D0%B0-%D0%B7%D0%B0-%D0%B1%D0%B8%D0%B7%D0%BD%D0%B5%D1%81%D0%B0/>
<https://euromatic.bg/%D0%B2%D1%8A%D0%B7%D0%BE%D0%B1%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D1%8F%D0%B5%D0%BC%D0%B8-%D1%81%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B5%D0%BC%D0%B8/On-grid-%D0%BA%D0%BE%D0%BC%D0%BF%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D0%B8/30kw-Afore-Risen>
<https://www.solar33.net/bg/catalog/id/111.html>
<https://xpi.bg/fotovoltaična-sistema-za-tok-30kw-za-prodazhba-na-tok>

количеството електрическа енергия по вид технология, следва да се вземе предвид мощността на всеки от използваните ВИ и определеното нетно специфично производство за съответния вид ВИ.

За определяне на средногодишната производителност на ВяЕЦ са взети предвид предоставените с писмо с вх. № Е-04-13-4 от 17.05.2024 г. данни от АУЕР, с отчетна информация за последните три години относно средногодишната продължителност на работа на ВяЕЦ за Р България, като е отчетена и повишената ефективност, респективно производителност на инсталациите, се установяват средни нетни пълни ефективни часове за ВяЕЦ в размер на 2 260 часа, което се равнява на 2 260 kWh/kW нетно специфично производство (НСП).

Предвид горното, при определяне на преференциалните цени за производство на електрическа енергия от ВИ, следва да се има предвид, че тези цени не отчитат конкретни стойности на индивидуален инвестиционен проект, а осреднени такива, взети от официални източници и отразяващи международния опит, както и придобития и изграден опит в страната. Цените са определени чрез изчисляване на настоящата стойност на паричните потоци, получени чрез осреднени необходими приходи при по-долу посочените ценообразуващи елементи. Цените са анюитетни за периода на задължително изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници.

II. Ценообразуващи елементи, които следва да бъдат отчетени при определяне на цените на електрическата енергия, произведена от ВИ:

1. Инвестиционни разходи

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

При определяне на стойността на инвестиционните разходи са взети предвид данните на капиталовите разходи за ЕЦ от източниците посочени по-горе, за изграждане на нови електроцентрали, използващи ВИ в страни-членки на Европейския съюз, представляващи осреднени капиталови разходи.

На база изложеното в общите принципи, стойностите на инвестиционните разходи за ЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp, включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии, за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са определени, като е приложен основен размер на инвестицията за ФТЕЦ от 819 евро/kWp и при отчитане на средни нетни пълни ефективни часове за ФТЕЦ в размер на 1 406 часа, както и размер на инвестицията за ВяЕЦ от 1 196 евро/kW при средни нетни пълни ефективни часове за ВяЕЦ в размер на 2 260 часа. Информация за средните нетни пълни ефективни часове за работа на ФТЕЦ и ВяЕЦ до 30 kW, включително е предоставена от АУЕР с писма с вх. № Е-04-13-3 от 17.04.2024 г. и с вх. № Е-04-13-4 от 17.05.2024 г. В тази връзка при отчитане международния опит, както и придобития и изграден опит в страната при изграждане на подобен тип инсталации, при формиране на разходите за инвестиции, се взема техният осреднен размер за всяка технология.

В допълнение конкретно по отношение на инвестиционните разходи за изграждане на ФТЕЦ, е извършена съпоставка на данните от международните източници с данните в страната, от която се установява, че размерът на стойността на инвестицията за ФТЕЦ от 819 евро/kWp, без ДДС е по-висок с около 86% спрямо отчетените 441 евро/kWp, без ДДС (551 евро/kWp, с ДДС) на база данни от оферти за изграждане на инсталации в Р България на ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp, включително, което дава възможност на

производителите на електрическа енергия от такива инсталации по-голям размер инвестиционни разходи, с които да оперират при вариант на рязък скок в цените на основните суровини, както и за нуждите на извършване на други непланирани инвестиционни разходи.

2. Инфлация

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

3. Норма на възвръщаемост на капитала и структура на капитала

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

Нормата на възвръщаемост е определена в съответствие с макроикономическата среда и специфичните условия на регулиране на дружествата в размер на 7%. Конкретната стойност е постоянна величина, действаща за нормативно определен период от време и се явява среднопретеглена за целия период на задължителното изкупуване на електрическата енергия. Следователно, и съставляващите я ценови параметри като финансовите разходи, отразени в нивото на нормата на възвръщаемост представляват референтни средни стойности за целия период на изкупуване на енергията, а не са определени като относими към дадена календарна година.

В тази връзка следва да се отбележи, че същите параметри на нормата на възвръщаемост са прилагани като ценообразуващ елемент при определянето на преференциалните цени на електрическата енергия, произвеждана от всички видове ВИ и технологии, което гарантира принципа по чл. 23, ал. 1, т. 5 от ЗЕ, изискващ осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия. В допълнение, среднопретеглена норма на възвръщаемост в размер на 7% осигурява финансов ресурс за покриване на допълнителни невключени разходи и произтичащи от закона задължения, и следва да се запази.

4. Средногодишна продължителност на работа на централите

За определянето на средногодишната продължителност на работа на ФтЕЦ с писмо с изх. № Е-04-13-3 от 11.04.2024 г. и за ВяЕЦ с писмо с изх. № Е-04-13-4 от 15.05.2024 г. е изискана информация от АУЕР, относно отчетните данни за средногодишната продължителност на работа на ФтЕЦ и на ВяЕЦ, на база отчетените средно-ефективни стойности на работа за страната в годишен аспект, количествата произведена електрическа енергия и инсталираните мощности, с отчитане на средните нетни пълни ефективни часове в Р България за последните три години. С писма с вх. № Е-04-13-3 от 17.04.2024 г. и с вх. № Е-04-13-4 от 17.05.2024 г. АУЕР е предоставила информация, като е посочила средните нетни пълни ефективни часове след приспадане на собствените нужди на база издадени гаранции за произход и на база данни от операторите на електроразпределителни мрежи.

В тази връзка и с оглед обстоятелството, че основно влияние върху производството на електрическа енергия от ЕЦ оказва природният ресурс, с отчитане и на повишената ефективност, респективно производителност на инсталациите, се установяват средни нетни пълни ефективни часове за ФтЕЦ в размер на 1 406 часа и за ВяЕЦ в размер на 2 260 часа.

Предвид горното, се приема за обосновано осреднено за Р България, средните нетни пълни ефективни часове за ФТЕЦ да са в размер на 1 406 часа, което се равнява на 1 406 kWh/kWp нетно специфично производство (НСП) и за ВяЕЦ да са в размер на 2 260 часа, което се равнява на 2 260 kWh/kW нетно специфично производство (НСП).

В тази връзка, за нуждите на изчисляването на нетното специфично производство при хибридни инсталации, следва да се вземе предвид инсталираната мощност на всеки от използваните ВИ и размера на определеното нетно специфично производство по вид ВИ, а именно:

$$\text{НСП} = (\text{ИМ}_1 * \text{НСП}_1 + \text{ИМ}_2 * \text{НСП}_2 + \dots + \text{ИМ}_n * \text{НСП}_n) / (\text{ИМ}_1 + \text{ИМ}_2 + \dots + \text{ИМ}_n)$$
, където:

НСП - Нетно специфично производство, в kWh/kW;

ИМ₁, ИМ₂,.....ИМ_n - инсталирана мощност по вид ВИ, в kW;

НСП₁, НСП₂,.....НСП_n - Нетно специфично производство по вид ВИ, в kWh/kW.

5. Размер на експлоатационни разходи

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

Предвид факта, че преференциалната цена се определя за дългосрочен период, през който съществуват възможности за оптимизация чрез използване на бързото развитие на инженерните технологии и предприетата от собственика на централата стратегия на поддръжка, средната стойност на експлоатационните разходи следва да е в границите на минималните нива възприети от инвеститорите в световен мащаб. В резултат на това, разходите за експлоатация и поддръжка включват разходи за ремонти, материали, разходи за опазване на околната среда и др. В тази връзка в годишен план разходите за поддръжка за ЕЦ с инсталирана мощност до 30 kW са в размер на 2,00% от инвестиционните разходи за целия период.

6. Полезен живот на активите и разходите за амортизации

Разходите за амортизации са изчислени при прилагане на линеен метод и в зависимост от осреднен полезен живот на активите и средната стойност на инвестицията. Съоръженията, машините и оборудването, които се влагат в изграждането на съответния вид централа според вида инсталация, имат различен технико – икономически живот. В тази връзка разходите за амортизация са осреднени и са изчислени на база полезния живот на основното оборудване при отчитане на инвестиционните разходи за изграждане на нова централа.

В допълнение към горното и предвид разпоредбата на чл. 31, ал. 2, т. 1 от ЗЕВИ, договорите за изкупуване на електрическа енергия, сключени между крайните снабдители и производителите, следва да бъдат в съответствие с чл. 31, ал. 3 от ЗЕВИ, като сроковете за изкупуване започват да текат от датата на въвеждане в експлоатация на енергийния обект, съответно от датата на въвеждане в експлоатация на първия етап, при поетапно въвеждане в експлоатация, а за обектите по чл. 6, ал. 1, т. 1 от ЗЕВИ - от датата на сключване на договор за изкупуване на електрическата енергия. За енергийни обекти, въведени в експлоатация, и инсталации, монтирани след 31 декември 2015 г., сроковете за изкупуване се намаляват със срока от тази дата до датата на въвеждането в експлоатация, съответно монтирането.

В тази връзка при определянето на преференциалната цена за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ФТЕЦ и ВяЕЦ до 30 kW е определен 12-годишен амортизационен срок на активите, който съответства и на остатъка от преференциалния такъв.

В допълнение, следва да се има предвид, че техническият живот на съоръженията е по-дълъг от срока по договорите за изкупуване на електрическа енергия, сключени между крайните снабдители и производителите по преференциални цени, което дава възможност на централата да продължи произвежда електрическа енергия, която да реализира на свободен пазар.

III. Определяне на цената на електрическата енергия, ЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии:

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

1. Инвестиционни разходи: в размер на 1 602 лв./kWp;
2. Експлоатационни разходи – разходи за опазване на околна среда, материали и др. разходи, свързани с производствения процес: в размер на 24,16 лв./MWh;
3. Полезен живот на активите: 12 години;
4. Инфлация на експлоатационните разходи: 2%;
5. Средно годишната продължителност на работа за ФЕЦ е 1 406 часа, което се равнява на 1 406 kWh/kWp нетно специфично производство;
6. Среднопретеглена норма на възвръщаемост: 7%.

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

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ФТЕЦ с инсталирана мощност до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади</i>		
Цена, в т.ч.	163,95	100,00%
за експлоатационните разходи	24,07	14,68%
за разходи за амортизации	98,52	60,09%
за възвръщаемост	41,35	25,22%

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

1. Инвестиционни разходи: в размер на 2 339 лв./kW;
2. Експлоатационни разходи – разходи за опазване на околна среда, материали и др. разходи, свързани с производствения процес: в размер на: 39,90 лв./MWh;
3. Полезен живот на активите: 12 години;
4. Инфлация на експлоатационните разходи: 2%;
5. Средно годишната продължителност на работа за ВЯЕЦ е 2 260 часа, което се равнява на 2 260 kWh/kW нетно специфично производство;
6. Среднопретеглена норма на възвръщаемост: 7%.

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

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ВяЕЦ с инсталирана мощност до 30 kW, монтирани на покриви и фасади</i>		
Цена, в т.ч.	163,95	100,00%
за експлоатационните разходи	39,34	23,99%
за разходи за амортизации	86,25	52,61%
за възвръщаемост	38,37	23,40%

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

КЕВР е определила на основание чл. 32, ал. 1 от ЗЕВИ нови цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, със свои Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г., Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г., Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г., Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г., Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г., Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г., Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. и Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г., които следва да бъдат актуализирани по реда на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ.

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

С писмо с изх. № Е-04-24-3 от 11.04.2024 г. от НСИ е изискана информация, необходима за определянето на процента на изменение на разходите за горива за транспорта и на разходите за труд и работна заплата, относно процента на тяхното изменение през 2023 г., спрямо предходната календарна година.

С писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. НСИ е предоставило информация, от която е установено следното:

–средна годишна работна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение за 2022 г. е в размер на 21 242 лв., а за 2023 г. – 24 147 лв., като процентът на изменение на работна заплата за 2023 г. спрямо предходната календарна година е 13,7%.

–процентът на изменение на разходите за горива за транспорта за 2023 г. спрямо предходната година въз основа на средната пазарна цена е 86,85% т.е. средногодишната инфлация е -13,15%.

За определяне на процента на изменение на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от биомаса с писмо с изх. № Е-03-13-1 от 11.04.2024 г. от министъра на земеделието е изискана информация, относно годишните индекси за изменение на цените на суровините за производство на електрическа енергия от биомаса за предходната календарна година. С писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. министърът на земеделието и храните е предоставил информация, от която е видно, че:

- средният индекс за изменението на средната цена на дървесината за технологична преработка и дървата за горене за 2023 г. спрямо 2022 г. е 125,6 на сто, т.е. 25,6%.

- средният индекс на изменение за 2023 г. спрямо 2022 г. на цената на суровина от земеделието за производство на електрическа енергия от биомаса - царевича за силаж е 91,3 на сто, т.е. -8,7%, а за оборски тор е 204,8 на сто, т.е. 104,8%.

Предвид горното, по отношение на групите производители на електрическа енергия, чиито електрически централи използват за основна суровина биомаса от растителни и животински субстанции, растителни отпадъци, получени от собствено земеделско производство, както и когато използваната суровина е от животински произход или от растителен произход, различна от дървесина получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, следва да бъдат актуализирани с горепосочените индекси на изменение на цените на царевица за силаж и оборски тор, предоставени от министъра на земеделието и храните.

В тази връзка и в изпълнение на чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, коефициентът отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи по ал. 2, т. 6, т. 7 и т. 8 на същата разпоредба и се определя като произведение от: 1. изменението на разходите за суровина за производство на електрическа енергия от биомаса, на разходите за горива за транспорта, необходими за доставка на суровината за производство на електрическа енергия, и на разходите за труд и работна заплата, необходими за добиването и обработката на суровината за производство на електрическа енергия и производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, изразено в проценти, и 2. дела на съответния ценообразуващ елемент от общите разходи, изразен в проценти.

Съгласно чл. 22, ал. 1 и ал. 2 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) коефициентът и изменението на стойността на ценообразуващите елементи се определят съгласно ЗЕВИ по следната формула:

$$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ис1 + Pc2 * \Delta Ис2 + \dots + Pcn * \Delta Исn) + Pт * \Delta Ит + Pрз * \Delta Ирз, \text{ където:}$$

$K\Delta$ е коефициент по чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, отразяващ изменението на стойността на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ;

$Pc1, Pc2 \dots Pcn$ – относителен дял на съответните разходи по чл. 32, ал. 2, т. 6 от ЗЕВИ от общите разходи преди дисконтиране за предходния ценови период, изразен в проценти;

$Pт$ – относителен дял на разходите по чл. 32, ал. 2, т. 7 от ЗЕВИ от общите разходи преди дисконтиране за предходния ценови период, изразен в проценти;

$Pрз$ – относителен дял на разходите по чл. 32, ал. 2, т. 8 от ЗЕВИ от общите разходи преди дисконтиране за предходния ценови период, изразен в проценти;

$\Delta Ис1, \Delta Ис2, \dots \Delta Исn$ е индекс на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6 от ЗЕВИ, изразен в проценти;

$\Delta Ит$ – индекс на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 7 от ЗЕВИ, изразен в проценти;

$\Delta Ирз$ – индекс на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 8 от ЗЕВИ, изразен в проценти.“

В тази връзка, необходимите приходи за определяне на актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, се изчисляват по следната формула:

$$НП = K\Delta * P + B, \text{ където:}$$

НП са необходими приходи преди дисконтиране, лв.;

P – разходи по чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ;

$K\Delta$ – коефициент по чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, отразяващ изменението на стойността на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ;

B – възвръщаемост.

При изчислението на коефициента по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ процентът на изменение на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от биомаса е в размер 0,00%, когато за производството на електрическа енергия от биомаса се използват собствени индустриални отпадъци.

За групите електрически централи, които произвеждат електрическа енергия чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, следва да се има

предвид, че този тип инсталации могат да използват за суровина, както дървесина, така и/или отпадна биомаса от земеделие – силаж, т.е. разходите за суровини могат да са формирани от повече от един компонент. Аналогичен е случая и за групите ЕЦ, които използват като суровина царевича за силаж и оборски тор. В тази връзка в случаите, когато при изчислението на коефициента по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ разходите за суровини са формирани от повече от един компонент – общият относителен дял на разходите за суровини се формира от относителния дял на всеки един от тези компоненти.

Прогнозните годишни разходи (ПГР, или т.нар. общи разходи по смисъла на чл. 32, ал. 5, т. 2 от ЗЕВИ), които се включват в състава на преференциалните цени са: условно-постоянни разходи (УПР) - разходи за труд и работна заплата, разходи за амортизации, разходи за ремонт и други разходи и променливи разходи (ПР) - разходи за суровини и разходи за горива за транспорт, като тези разходи, съгласно НРЦЕЕ са част от необходимите годишни приходи (НП). Последните се формират като сбор от нормата на възвръщаемост (НВ) и прогнозните годишни разходи (ПГР). В тази връзка следва да се има предвид, че възвръщаемостта на капитала е ценообразуващ елемент, който участва във формулата, заложен в НРЦЕЕ, като елемент от необходимите годишни приходи. Размерът на преференциалната цена е в пряка зависимост от получените стойности на ценообразуващите елементи, а именно: експлоатационни разходи, разходи за амортизации и възвръщаемост.

Предвид горното и при изчислението по формулата по чл. 22, ал. 3 от НРЦЕЕ: $НП = КД * Р + В$, размерът на необходимите приходи е резултат от изменените общи разходи (УПР+ПР)+Возвръщаемост (представляващи всички ценообразуващи елементи участващи в структурата на преференциалната цена). Тъй като цената се определя за дълъг период от време, стойностите на горепосочените елементи се дисконтират с дисконтов фактор, съгласно съответното ценово решение на Комисията от съответната година за конкретната група ЕЦ от ВИ (арг. от чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ).

Съгласно изискванията на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., следва да се извърши актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи – разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорт и разходи за труд и работна заплата, а именно:

1. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г. на КЕВР и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. II

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. II е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство в размер на 310,13 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

$$КД = (Pc1 * \Delta Ис1) + Pt * \Delta Ит + Prз * \Delta Ирз, \text{ или}$$

$$11,51\% = 44,17\% * 25,6\% + 4,19\% * (-13,15\%) + 5,49\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

44,17% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% (ΔI_{c1}) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

4,19% (Рт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% (ΔI_t) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

5,49% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ($\Delta I_{рз}$) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

1.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW са изменени в размер на 223,71 лв./MWh, или 69,98%, в т. ч.:

1.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 49,08 лв./MWh, или 15,35%;

1.1.2. Разходи за горива за транспорт, са в размер на 13,58 лв./MWh, или 4,25%;

1.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 143,25 лв./MWh, или 44,81%;

1.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 17,79 лв./MWh, или 5,57%.

1.2. Разходи за амортизации в размер на 54,33 лв./MWh, или 17,00%.

1.3. Възвръщаемост в размер на 41,62 лв./MWh, или 13,02%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 319,66 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 11,51%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената:	лв./MWh (без ДДС)	Относителен дял, в %
<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство</i>		
Цена в т.ч.	319,66	100,00%
експлоатационни разходи	223,71	69,98%
разходи за амортизации	54,33	17,00%
възвръщаемост	41,62	13,02%

2. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 3 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. III.1

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. III.1 е актуализирана преференциална цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони в размер на 600,73 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW:

$K\Delta = (Pc1*\Delta Ис1 + Pc2*\Delta Ис2) + Pt*\Delta Ит + Prз*\Delta Ирз$, или

$2,22\% = (43,61\%*(-8,7\%) + 4,64\%*104,8\%) + 3,69\%*(-13,15\%) + 12,00\%*13,7\%$,

където:

43,61% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ($\Delta Ис1$) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

4,64% (Pc2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

104,8% ($\Delta Ис2$) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

3,69% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ($\Delta Ит$) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

12,00% (Prз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ($\Delta Ирз$) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

2.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW са изменени в размер на 456,07 лв./MWh, или 75,39%, в т. ч.:

2.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 69,85 лв./MWh, или 11,55%;

2.1.2. Разходи за работни заплати в размер на 72,47 лв./MWh, или 11,98%;

2.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 22,29 лв./MWh, или 3,68%;

2.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 291,46 лв./MWh, или 48,18%.

2.2. Разходи за амортизации в размер на 84,12 лв./MWh, или 13,90%.

2.3. Възвръщаемост в размер на 64,79 лв./MWh, или 10,71%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 604,98 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 2,22%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ до 500 kW</i>		
Цена, в т.ч.	604,98	100,00%
експлоатационни разходи	456,07	75,39%
разходи за амортизации	84,12	13,90%
възвръщаемост	64,79	10,71%

3. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 4 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. III.2

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. III.2 е актуализирана преференциална цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони в размер на 583,62 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW:

$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ис1 + Pc2 * \Delta Ис2) + Pt * \Delta Ит + Prз * \Delta Ирз$, или

$1,77\% = (54,13\% * (-8,7\%) + 5,75\% * 104,8\%) + 4,58\% * (-13,15\%) + 7,71\% * 13,7\%$,

където:

54,13% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ($\Delta Ис1$) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

5,75% (Pc2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

104,8% ($\Delta Ис2$) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

4,58% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ($\Delta Ит$) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

7,71% (Prз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ($\Delta Ирз$) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

3.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ с инсталирана

мощност над 500 kW до 1,5 MW са изменени в размер на 487,93 лв./MWh, или 83,07%, в т. ч.:

3.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 66,76 лв./MWh, или 11,37%;

3.1.2. Разходи за работни заплати в размер на 45,00 лв./MWh, или 7,66%;

3.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 26,73 лв./MWh, или 4,55%;

3.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 349,45 лв./MWh, или 59,50%.

3.2. Разходи за амортизации в размер на 56,08 лв./MWh, или 9,55%.

3.3. Възвръщаемост в размер на 43,34 лв./MWh, или 7,38%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 587,35 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 1,77%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ от 500 до 1500 kW</i>		
Цена, в т.ч.	587,35	100,00%
експлоатационни разходи	487,93	83,07%
разходи за амортизации	56,08	9,55%
възвръщаемост	43,34	7,38%

4. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата, определена с Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 5 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. IV

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. IV е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони в размер на 462,15 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW:

$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ис1) + Pt * \Delta Ит + Ppз * \Delta Ирз$, или

-0,71% = 29,49% * (-8,7%) + 3,16% * (-13,15%) + 16,61% * 13,7%, където:

29,49% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ($\Delta Ис1$) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

3,16% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% (Δ Ит) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

16,61% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% (Δ Ирз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

4.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW са изменени в размер на 301,61 лв./MWh, или 65,38%, в т. ч.:

4.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 74,94 лв./MWh, или 16,24%;

4.1.2. Разходи за работни заплати, в размер на 76,42 лв./MWh, или 16,57%;

4.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 14,55 лв./MWh, или 3,15%;

4.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 135,70 лв./MWh, или 29,41%.

4.2. Разходи за амортизации в размер на 90,25 лв./MWh, или 19,56%.

4.3. Възвръщаемост в размер на 69,49 лв./MWh, или 15,06%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 461,35 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на -0,71%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ до 500 kW</i>		
Цена, в т.ч.	461,35	100,00%
експлоатационни разходи	301,61	65,38%
разходи за амортизации	90,25	19,56%
възвръщаемост	69,49	15,06%

5. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 6 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. V

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. V е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл в размер на 361,00 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

$K\Delta = (Pc1*\Delta Ис1 + Pc2*\Delta Ис2) + Pт*\Delta Ит + Pрз*\Delta Ирз$, или

$2,23\% = 9,51\%*25,6\% + 6,61\%*(-8,7\%) + 1,89\%*(-13,15\%) + 4,49\%*13,7\%$, където:

9,51% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

6,61% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% (ΔИс1) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

1,89% (Pт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% (ΔИт) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

4,49% (Pрз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

5.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изменени в размер на 184,70 лв./MWh, или 51,04%, в т. ч.:

5.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 100,69 лв./MWh, или 27,83%;

5.1.2. Разходи за работни заплати в размер на 16,78 лв./MWh, или 4,64%;

5.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 7,07 лв./MWh, или 1,95%;

5.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 60,16 лв./MWh, или 16,63%.

5.2. Разходи за амортизации в размер на 100,35 лв./MWh, или 27,73%.

5.3. Възвръщаемост в размер на 76,82 лв./MWh, или 21,23%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 361,87 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 2,23%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство</i>		
Цена, в т.ч.	361,87	100,00%
експлоатационни разходи	184,70	51,04%
разходи за амортизации	100,35	27,73%
възвръщаемост	76,82	21,23%

6. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 34 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. VI

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. VI е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции в размер на 561,40 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW е:

$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ис1 + Pc2 * \Delta Ис2) + Pt * \Delta Ит + Prз * \Delta Ирз$, или

$1,78\% = 55,65\% * (-8,7\%) + 6,05\% * 104,8\% + 0,95\% * (-13,15\%) + 2,97\% * 13,7\%$, където:

55,65% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевича за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ($\Delta Ис1$) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевича за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

6,05% (Pc2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

104,8% ($\Delta Ис2$) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

0,95% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ($\Delta Ит$) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

2,97% (Prз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ($\Delta Ирз$) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

6.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW са изменени в размер на 440,11 лв./MWh, или 78,06%, в т. ч.:

6.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 78,94 лв./MWh, или 14,00%;

6.1.2. Разходи за работни заплати в размер на 16,37 лв./MWh, или 2,90%;

6.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 5,25 лв./MWh, или 0,93%;

6.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 339,55 лв./MWh, или 60,22%.

6.2. Разходи за амортизации в размер на 67,60 лв./MWh, или 11,99%.

6.3. Възвръщаемост в размер на 56,12 лв./MWh, или 9,95%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на

електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 563,82 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 1,78%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW</i>		
Цена, в т.ч.	563,82	100,00%
експлоатационни разходи	440,11	78,06%
разходи за амортизации	67,60	11,99%
възвръщаемост	56,12	9,95%

7. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 35 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. VII

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. VII е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбиниран цикъл в размер на 620,36 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

$$КД = (Pc1 * \Delta Ис1 + Pc2 * \Delta Ис2) + Pt * \Delta Ит + Prз * \Delta Ирз, \text{ или}$$

$$2,18\% = 49,83\% * (-8,7\%) + 5,38\% * 104,8 + 0,85\% * (-13,15\%) + 7,16\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

49,83% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ($\Delta Ис1$) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

5,38% (Pc2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

104,8% ($\Delta Ис2$) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

0,85% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ($\Delta Ит$) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

7,16% (Prз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ($\Delta Ирз$) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

7.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изменени в размер на 471,70 лв./MWh, или 75,70%, в т. ч.:

7.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 93,18 лв./MWh, или 14,95%;

7.1.2. Разходи за работни заплати в размер на 42,85 лв./MWh, или 6,88%;

7.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 5,09 лв./MWh, или 0,82%;

7.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 330,58 лв./MWh, или 53,06%.

7.2. Разходи за амортизации в размер на 82,62 лв./MWh, или 13,26%.

7.3. Възвръщаемост в размер на 68,76 лв./MWh, или 11,04%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 623,08 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 2,18%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	623,08	100,00%
експлоатационни разходи	471,70	75,70%
разходи за амортизации	82,62	13,26%
възвръщаемост	68,76	11,04%

8. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 37 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. VIII

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. VIII е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци и отпадъци, от прочистване на гори и горско подрязване, с комбиниран цикъл в размер на 361,99 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

$$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ic1 + Pc2 * \Delta Ic2) + Pt * \Delta It + Prz * \Delta Irz, \text{ или}$$

$$2,27\% = 9,69\% * 25,6\% + 6,73\% * (-8,7\%) + 1,93\% * (-13,15\%) + 4,58\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

9,69% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% ($\Delta Ic1$) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

6,73% ($Pc1$) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ($\Delta Ic1$) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

1,93% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% (ΔIt) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

4,58% ($Ppз$) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ($\Delta Ирз$) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

8.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изменени в размер на 179,26 лв./MWh, или 49,43%, в т. ч.:

8.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 96,52 лв./MWh, или 26,62%;

8.1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 59,25 лв./MWh, или 16,34%;

8.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 6,96 лв./MWh, или 1,92%;

8.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 16,53 лв./MWh, или 4,56%.

8.2. Разходи за амортизации в размер на 100,35 лв./MWh, или 27,67%.

8.3. Възвръщаемост в размер на 83,06 лв./MWh, или 22,90%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 362,66 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 2,27%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство</i>		
Цена, в т.ч.	362,66	100,00%
експлоатационни разходи	179,26	49,43%
разходи за амортизации	100,35	27,67%
възвръщаемост	83,06	22,90%

9. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 27 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. IX.1

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. IX.1 е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с

инсталирана мощност до 5 MW работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци в размер на 209,93 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW е:

$$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ic1) + Pt * \Delta It + Prz * \Delta Irz, \text{ или}$$

$$6,91\% = 23,83\% * 25,6\% + 3,73\% * (-13,15\%) + 9,46\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

23,83% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% ($\Delta Ic1$) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

3,73% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% (ΔIt) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

9,46% (Prz) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% (ΔIrz) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

9.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW са изменени в размер на 118,85 лв./MWh, или 56,17%, в т. ч.:

9.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 44,00 лв./MWh, или 20,80%;

9.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 7,54 лв./MWh, или 3,56%;

9.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 48,18 лв./MWh, или 22,77%;

9.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 19,13 лв./MWh, или 9,04%.

9.2. Разходи за амортизации в размер на 50,71 лв./MWh, или 23,97%.

9.3. Възвръщаемост в размер на 42,02 лв./MWh, или 19,86%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 211,58 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 6,91%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ до 5 MW</i>		
Цена, в т.ч.	211,58	100,00%
експлоатационни разходи	118,85	56,17%
разходи за амортизации	50,71	23,97%
възвръщаемост	42,02	19,86%

10. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 28 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. IX.2

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. IX.2 е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци в размер на 306,31 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW е:

$$КД = (Pc1 * \Delta Ic1) + Pt * \Delta It + Prз * \Delta Ирз, \text{ или}$$

$$11,85\% = 45,49\% * 25,6\% + 4,31\% * (-13,15\%) + 5,65\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

45,49% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% ($\Delta Ic1$) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

4,31% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% (ΔIt) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

5,65% (Prз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ($\Delta Ирз$) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

10.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW са изменени в размер на 213,41 лв./MWh, или 68,24%, в т. ч.:

10.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 47,15 лв./MWh, или 15,08%;

10.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 12,93 лв./MWh, или 4,14%;

10.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 136,39 лв./MWh, или 43,61%;

10.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 16,94 лв./MWh, или 5,42%.

10.2. Разходи за амортизации в размер на 54,33 лв./MWh, или 17,37%.

10.3. Възвръщаемост в размер на 44,99 лв./MWh, или 14,39%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 312,74 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 11,85%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ до 5 MW, с комбинирано производство</i>		
Цена, в т.ч.	312,74	100,00%
експлоатационни разходи	213,41	68,24%
разходи за амортизации	54,33	17,37%
възвръщаемост	44,99	14,39%

11. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 29 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. IX.3

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. IX.3 е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци в размер на 138,44 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW е:

$$КД = (Pc1 * \Delta Ис1) + Pt * \Delta Ит + Ppz * \Delta Ирз, \text{ или}$$

$$-0,13\% = 0,00\% * 25,6\% + 4,61\% * (-13,15\%) + 3,48\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

0,00% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране, **тъй като тази група ЕЦ ползва своите индустриални отпадъци;**

25,6% ($\Delta Ис1$) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

4,61% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ($\Delta Ит$) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

3,48% (Ppz) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ($\Delta Ирз$) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по

данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

11.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW са изменени в размер на 52,11 лв./MWh, или 37,65%, в т. ч.:

11.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 41,02 лв./MWh, или 29,63%;

11.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 6,32 лв./MWh, или 4,57%;

11.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 0,00 лв./MWh, или 0,00%, **поради факта, че групата ЕЦ ползва своите индустриални отпадъци;**

11.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 4,77 лв./MWh, или 3,45%.

11.2. Разходи за амортизации в размер на 47,26 лв./MWh, или 34,14%.

11.3. Възвръщаемост в размер на 39,06 лв./MWh, или 28,21%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 138,43 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на -0,13%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ над 5 MW</i>		
Цена, в т.ч.	138,43	100,00%
експлоатационни разходи	52,11	37,65%
разходи за амортизации	47,26	34,14%
възвръщаемост	39,06	28,21%

12. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 35 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. X

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. X е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство в размер на 629,52 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

$K\Delta = (Pc1*\Delta Ис1 + Pc2*\Delta Ис2) + Pт*\Delta Ит + Pрз*\Delta Ирз$, или

$2,18\% = 49,84\%*(-8,7\%) + 5,30\%*104,8\% + 0,84\%*(-13,15\%) + 7,87\%*13,7\%$, където:

49,84% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ($\Delta Ис1$) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

5,30% (Pc2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

104,8% ($\Delta Ис2$) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

0,84% (Pт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ($\Delta Ит$) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

7,87% (Pрз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ($\Delta Ирз$) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

12.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ, с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изменени в размер на 480,89 лв./MWh, или 76,05%, в т. ч.:

12.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 93,18 лв./MWh, или 14,74%;

12.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 5,12 лв./MWh, или 0,81%;

12.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 334,81 лв./MWh, или 52,95%;

12.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 47,79 лв./MWh, или 7,56%.

12.2. Разходи за амортизации в размер на 82,62 лв./MWh, или 13,07%.

12.3. Възвръщаемост в размер на 68,80 лв./MWh, или 10,88%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 632,32 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 2,18%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
ЕЦ над 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия		
Цена, в т.ч.	632,32	100,00%
експлоатационни разходи	480,89	76,05%
разходи за амортизации	82,62	13,07%
възвръщаемост	68,80	10,88%

13. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия,

определена с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 32 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XI

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XI е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции в размер на 605,05 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия е:

$$K\Delta = (Pc1*\Delta Ис1 + Pc2*\Delta Ис2) + Pт*\Delta Ит + Pрз*\Delta Ирз, \text{ или} \\ 2,60\% = 43,29\%*(-8,7\%) + 4,60\%*104,8\% + 0,73\%*(-13,15\%) + 11,95\%*13,7\%,$$

където:

43,29% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ($\Delta Ис1$) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

4,60% (Pc2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

104,8% ($\Delta Ис2$) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

0,73% (Pт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ($\Delta Ит$) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

11,95% (Pрз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ($\Delta Ирз$) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

13.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ, с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия са изменени в размер на 421,18 лв./MWh, или 69,26%, в т. ч.:

13.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 68,21 лв./MWh, или 11,22%;

13.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 4,27 лв./MWh, или 0,70%;

13.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 279,09 лв./MWh, или 45,90%;

13.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 69,62 лв./MWh, или 11,45%.

13.2. Разходи за амортизации в размер на 102,15 лв./MWh, или 16,80%.

13.3. Възвръщаемост в размер на 84,75 лв./MWh, или 13,94%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 608,08 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 2,60%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
ЕЦ до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия		
Цена, в т.ч.	608,08	100,00%
експлоатационни разходи	421,18	69,26%
разходи за амортизации	102,15	16,80%
възвръщаемост	84,75	13,94%

14. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 37 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XII

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XII е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство в размер на 403,18 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

$$КД = (Pc1 * \Delta Ис1 + Pc2 * \Delta Ис2) + Pt * \Delta Ит + Prз * \Delta Ирз, \text{ или}$$

$$4,80\% = 19,53\% * 25,6\% + 6,35\% * (-8,7\%) + 1,82\% * (-13,15\%) + 4,32\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

19,53% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% ($\Delta Ис1$) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

6,35% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ($\Delta Ис1$) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

1,82% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ($\Delta Ит$) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

4,32% (Prз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ($\Delta Ирз$) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

14.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ, с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл са изменени в размер на 221,66 лв./MWh, или 54,72%, в т. ч.:

14.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 96,52 лв./MWh, или 23,83%;

14.1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 101,13 лв./MWh, или 24,97%;

14.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 7,11 лв./MWh, или 1,76%;

14.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 16,89 лв./MWh, или 4,17%.

14.2. Разходи за амортизации в размер на 100,35 лв./MWh, или 24,77%.

14.3. Възвръщаемост в размер на 83,06 лв./MWh, или 20,51%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 405,06 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 4,80%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл</i>		
Цена, в т.ч.	405,06	100,00%
експлоатационни разходи	221,66	54,72%
разходи за амортизации	100,35	24,77%
възвръщаемост	83,06	20,51%

15. Актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 33 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XIII

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XIII е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство в размер на 362,01 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

$$КД = (Pc1 * \Delta Ис1 + Pc2 * \Delta Ис2) + Pт * \Delta Ит + Pрз * \Delta Ирз, \text{ или}$$

$$3,52\% = 12,24\% * 25,6\% + 0,00\% * (-8,7\%) + 1,92\% * (-13,15\%) + 4,63\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

12,24% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% ($\Delta Ic1$) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

0,00% ($Pc1$) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ($\Delta Ic1$) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

1,92% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% (ΔIt) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

4,63% ($Ppз$) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ($\Delta Ipз$) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

15.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ, с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл са изменени в размер на 179,19 лв./MWh, или 49,40%, в т. ч.:

15.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 112,22 лв./MWh, или 30,94%;

15.1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 43,64 лв./MWh, или 12,03%;

15.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 6,83 лв./MWh, или 1,88%;

15.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 16,51 лв./MWh, или 4,55%.

15.2. Разходи за амортизации в размер на 100,35 лв./MWh, или 27,66%.

15.3. Възвръщаемост в размер на 83,19 лв./MWh, или 22,94%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 362,73 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 3,52%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл</i>		
Цена, в т.ч.	362,73	100,00%
експлоатационни разходи	179,19	49,40%
разходи за амортизации	100,35	27,66%
възвръщаемост	83,19	22,94%

16. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 25 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XIV

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XIV е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи с дървесни остатъци, биомаса, получена от

прочистване на гори, горско подрязване и др. дървесни отпадъци в размер на 149,65 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW е:

$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ис1) + Pt * \Delta Ит + Prз * \Delta Ирз$, или

-0,12%=0,00%*25,6%+4,37%*(-13,15%)+3,30%*13,7%, където:

0,00% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране, **тъй като тази група ЕЦ ползва своите индустриални отпадъци;**

25,6% ($\Delta Ис1$) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

4,37% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ($\Delta Ит$) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

3,30% (Prз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ($\Delta Ирз$) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

16.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ, с инсталирана мощност над 5 MW са изменени в размер на 55,72 лв./MWh, или 37,23%, в т. ч.:

16.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 44,63 лв./MWh, или 29,82%;

16.1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 0,00 лв./MWh, или 0,00%, **поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци;**

16.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 6,32 лв./MWh, или 4,22%;

16.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 4,77 лв./MWh, или 3,19%.

16.2. Разходи за амортизации в размер на 51,43 лв./MWh, или 34,37%.

16.3. Възвръщаемост в размер на 42,49 лв./MWh, или 28,40%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 149,64 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на -0,12%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW		
Цена, в т.ч.	149,64	100,00%
експлоатационни разходи	55,72	37,23%
разходи за амортизации	51,43	34,37%

Възвръщаемост	42,49	28,40%
---------------	-------	--------

17. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 16 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XV.1

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XV.1 е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци в размер на 241,28 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW е:

$$КД = (Pc1 * \Delta Ис1) + Pt * \Delta Ит + Prз * \Delta Ирз, \text{ или}$$

$$7,85\% = 28,55\% * 25,6\% + 4,47\% * (-13,15\%) + 8,27\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

28,55% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% ($\Delta Ис1$) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

4,47% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ($\Delta Ит$) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

8,27% (Prз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ($\Delta Ирз$) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

17.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW са изменени в размер на 138,95 лв./MWh, или 57,02%, в т. ч.:

17.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 43,67 лв./MWh, или 17,92%;

17.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 10,31 лв./MWh, или 4,23%;

17.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 65,87 лв./MWh, или 27,03%;

17.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 19,09 лв./MWh, или 7,83%.

17.2. Разходи за амортизации в размер на 50,71 лв./MWh, или 20,81%.

17.3. Възвръщаемост в размер на 54,02 лв./MWh, или 22,17%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата

енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 243,68 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 7,85%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ до 5 MW</i>		
Цена, в т.ч.	243,68	100,00%
експлоатационни разходи	138,95	57,02%
разходи за амортизации	50,71	20,81%
възвръщаемост	54,02	22,17%

18. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 17 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XV.2

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XV.2 е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци в размер на 312,02 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW е:

$$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ис1) + Pт * \Delta Ит + Pрз * \Delta Ирз, \text{ или}$$

$$11,75\% = 45,09\% * 25,6\% + 4,28\% * (-13,15\%) + 5,60\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

45,09% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% ($\Delta Ис1$) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

4,28% (Pт) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ($\Delta Ит$) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

5,60% (Pрз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ($\Delta Ирз$) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

18.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори,

горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW са изменени в размер на 206,26 лв./MWh, или 64,79%, в т. ч.:

18.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 40,49 лв./MWh, или 12,72%;

18.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 12,90 лв./MWh, или 4,05%;

18.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 135,99 лв./MWh, или 42,72%;

18.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 16,89 лв./MWh, или 5,31%.

18.2. Разходи за амортизации в размер на 54,33 лв./MWh, или 17,07%.

18.3. Възвръщаемост в размер на 57,77 лв./MWh, или 18,15%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 318,36 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 11,75%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ до 5 MW, с комбиниран цикъл</i>		
Цена, в т.ч.	318,36	100,00%
експлоатационни разходи	206,26	64,79%
разходи за амортизации	54,33	17,07%
възвръщаемост	57,77	18,15%

19. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 18 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XV.3

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XV.3 е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци в размер на 149,61 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW е:

$$КД = (Pc1 * \Delta Ис1) + Pt * \Delta Ит + Prз * \Delta Ирз, \text{ или}$$

$$-0,12\% = 0,00\% * 25,6\% + 4,35\% * (-13,15\%) + 3,29\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

0,00% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране, **тъй като тази група ЕЦ ползва своите индустриални отпадъци;**

25,6% ($\Delta Ис1$) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

4,35% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ($\Delta Ит$) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по

данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

3,29% (Ррз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

19.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW са изменени в размер на 55,68 лв./MWh, или 37,22%, в т. ч.:

19.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 44,63 лв./MWh, или 29,83%;

19.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 6,29 лв./MWh, или 4,21%;

19.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 0,00 лв./MWh, или 0,00%, **поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци;**

19.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 4,75 лв./MWh, или 3,18%.

19.2. Разходи за амортизации в размер на 51,43 лв./MWh, или 34,38%.

19.3. Възвръщаемост в размер на 42,49 лв./MWh, или 28,40%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 149,60 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на -0,12%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ над 5 MW</i>		
Цена, в т.ч.	149,60	100,00%
експлоатационни разходи	55,68	37,22%
разходи за амортизации	51,43	34,38%
възвръщаемост	42,49	28,40%

20. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 22 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XVI

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XVI е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции в размер на 605,50 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

$$K\Delta = (Pc1*\Delta Ис1 + Pc2*\Delta Ис2) + Pt*\Delta Ит + Prз*\Delta Ирз, \text{ или}$$

$$2,31\% = 51,98\% * (-8,7\%) + 5,65\% * 104,8 + 0,89\% * (-13,15\%) + 7,48\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

51,98% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ($\Delta Ис1$) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

5,65% (Pc2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

104,8% ($\Delta Ис2$) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

0,89% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ($\Delta Ит$) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

7,48% (Prз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ($\Delta Ирз$) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

20.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ, с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изменени в размер на 492,36 лв./MWh, или 80,92%, в т. ч.:

20.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 110,58 лв./MWh, или 18,18%;

20.1.2. Разходи за горива за транспорт в размер на 5,15 лв./MWh, или 0,85%;

20.1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 333,36 лв./MWh, или 54,79%;

20.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 43,27 лв./MWh, или 7,11%.

20.2. Разходи за амортизации в размер на 55,73 лв./MWh, или 9,16%.

20.3. Възвръщаемост в размер на 60,33 лв./MWh, или 9,92%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 608,42 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 2,31%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
ЕЦ над 0,150 до 1 MW		
Цена, в т.ч.	608,42	100,00%
експлоатационни разходи	492,36	80,92%
разходи за амортизации	55,73	9,16%
възвръщаемост	60,33	9,92%

21. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, определена с Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 2 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XVII

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XVII е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбиниран цикъл в размер на 394,18 лв./MWh, без ДДС, формирана като резултат от дисконтираните необходими годишни приходи в размер на от 72 721 хил. лв. разделени на дисконтираното нетно количество електрическа енергия за целия период на задължително изкупуване в размер на 184 487 MWh, при коефициент в размер на 4,95%.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е:

$$КД = (Pc1 * \Delta Ис1 + Pc2 * \Delta Ис2) + Pt * \Delta Ит + Prз * \Delta Ирз, \text{ или}$$

$$3,28\% = 11,41\% * 25,6\% + 0,00\% * (-8,7\%) + 1,79\% * (-13,15\%) + 4,31\% * 13,7\%, \text{ където:}$$

11,41% (Pc1) - относителен дял на разходите за дървесина от предходната година, преди дисконтиране;

25,6% ($\Delta Ис1$) - процент на изменение на разходите за дървесина, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

0,00% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевича за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ($\Delta Ис1$) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевича за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

1,79% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ($\Delta Ит$) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

4,31% (Prз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% ($\Delta Ирз$) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

21.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ, с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл са изменени в размер на 187,34 лв./MWh, или 47,46%, в т. ч.:

21.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на 121,16 лв./MWh, или 30,69%;

21.1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 43,12 лв./MWh, или 10,92%;

21.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 6,75 лв./MWh, или 1,71%;

21.1.4. Разходи за работни заплати в размер на 16,31 лв./MWh, или 4,13%.

21.2. Разходи за амортизации в размер на 100,35 лв./MWh, или 25,42%.

21.3. Възвръщаемост в размер на 107,06 лв./MWh, или 27,12%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 394,75 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 3,28%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл</i>		
Цена, в т.ч.	394,75	100,00%
експлоатационни разходи	187,34	47,46%
разходи за амортизации	100,35	25,42%
възвръщаемост	107,06	27,12%

22. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия определена с Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 2 и последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XVIII

С Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР, в частта по т. XVIII е актуализирана преференциалната цена на електрическата енергия за групата електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на електрическа енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони в размер на 550,12 лв./MWh, без ДДС.

За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява в съответствие с формулата посочена в чл. 22 от НРЦЕЕ, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, изразени в проценти:

За групата централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW е:

$K\Delta = (Pc1 * \Delta Ис1 + Pc2 * \Delta Ис2) + Pt * \Delta Ит + Prз * \Delta Ирз$, или

3,26% = 53,14% * (-8,7%) + 7,10% * 104,8 + 5,13% * (-13,15%) + 8,15% * 13,7%, където:

53,14% (Pc1) - относителен дял на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж от предходната година, преди дисконтиране;

-8,7% ($\Delta Ис1$) - процент на изменение на разходите за растителни субстанции - царевица за силаж, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

7,10% (Pc2) - относителен дял на разходите за животински субстанции - оборски тор от предходната година, преди дисконтиране;

104,8% ($\Delta Ис2$) - процент на изменение на разходите за животински субстанции - оборски тор, по данни на Министерство на земеделието, съгласно писмо с вх. № Е-03-13-1 от 07.05.2024 г. на КЕВР;

5,13% (Pt) - относителен дял на разходите за горива за транспорт от предходната година, преди дисконтиране;

-13,15% ($\Delta Ит$) - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР;

8,15% (Prз) - относителен дял на разходите за труд и работна заплата от предходната година, преди дисконтиране;

13,7% (ΔИрз) - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ, съгласно писмо с вх. № Е-04-24-3 от 25.04.2024 г. на КЕВР.

Предвид горното, и в изпълнение на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, след прилагане на дисконтов фактор е изчислен актуализираният размер на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи, а именно:

22.1. Експлоатационни разходи (след дисконтиране) за групата ЕЦ, с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW са изменени в размер на 470,88 лв./MWh, или 84,49%, в т. ч.:

22.1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на 60,77 лв./MWh, или 10,90%;

22.1.2. Разходи за работни заплати в размер на 45,48 лв./MWh, или 8,16%;

22.1.3. Разходи за горива за транспорт в размер на 28,60 лв./MWh, или 5,13%;

22.1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на 336,03 лв./MWh, или 60,29%.

22.2. Разходи за амортизации в размер на 50,00 лв./MWh, или 8,97%.

22.3. Възвръщаемост в размер на 36,48 лв./MWh, или 6,54%.

Въз основа на горното, актуализирана преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи е в размер на 557,35 лв./MWh, без ДДС, формирана при коефициент в размер на 3,26%, и при следните стойности на ценообразуващите елементи (след дисконтиране):

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW		
Цена, в т.ч.	557,35	100,00%
експлоатационни разходи	470,88	84,49%
разходи за амортизации	50,00	8,97%
възвръщаемост	36,48	6,54%

ПРОГНОЗНА ПАЗАРНА ЦЕНА ЗА ПЕРИОДА 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

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 фючърсните и/или форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси, както и на относимите към българския пазар фючърсни сделки на европейска борса.

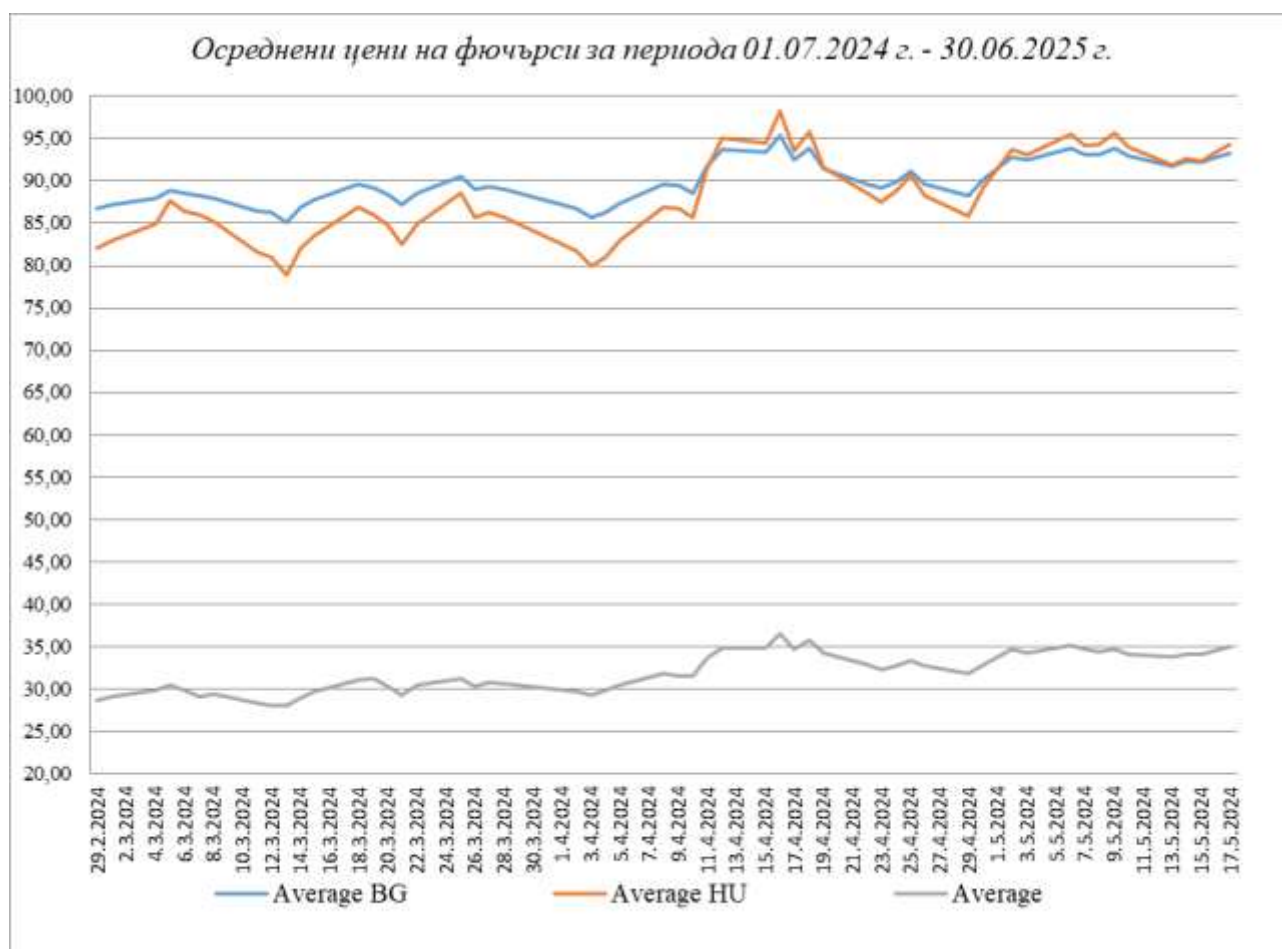
Към настоящия момент не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани 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 фючърсните сделки, които по своята същност са стандартизирани финансови форуърдни сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „Ден напред“.

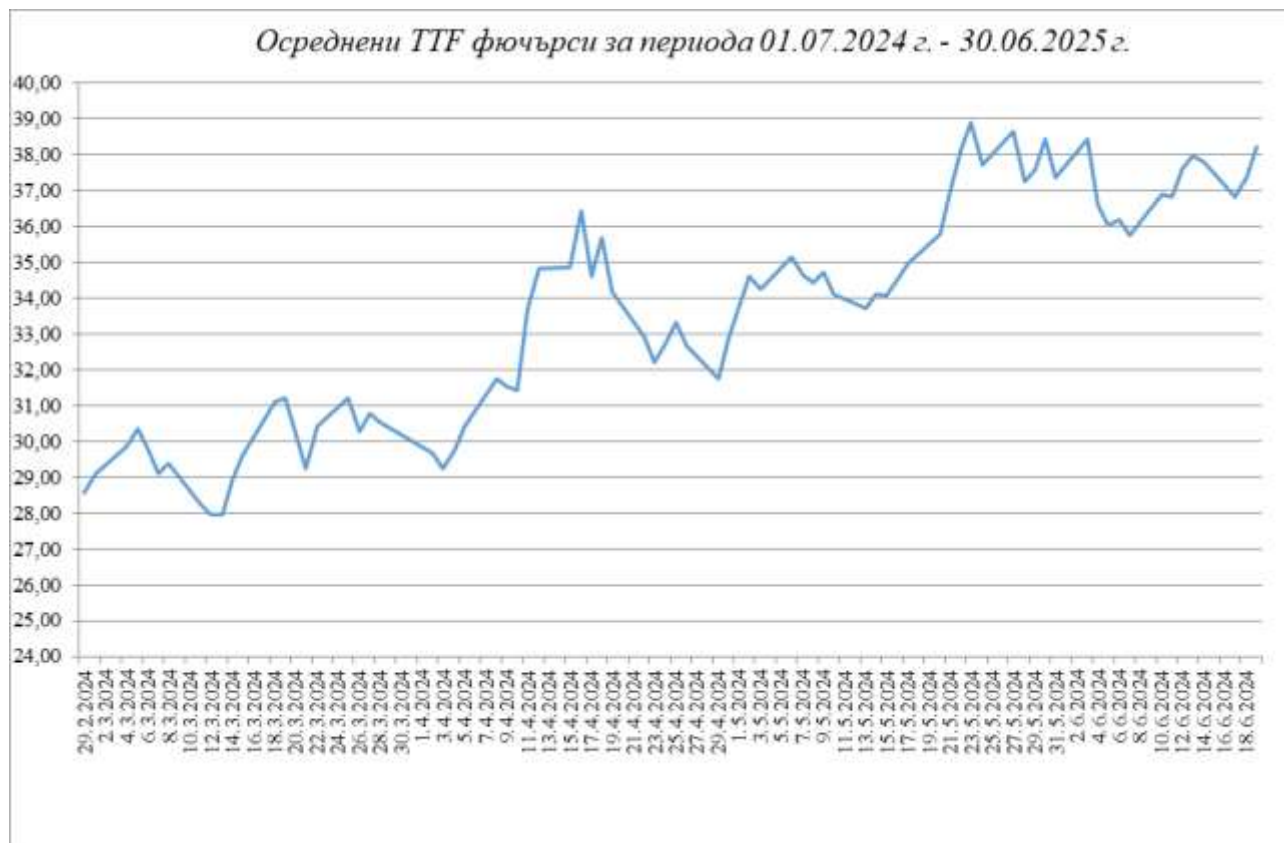
Основните движещи фактори за динамиката на цените на електрическата енергия на европейските, съответно регионалните борси са:

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 фючърси⁸ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. (съвпадащ с регулаторния период) варираха от 27,97 евро/MWh до 38,89 евро/MWh.



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

⁸ Изчислени като средна стойност на сетълмент цените на TTF фючърси за Q3 2024, Q4 2024, Q1 2025, Q2 2025.

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 ВИ, реализирането на нови инвестиции в соларни проекти е значително. През анализирания период се очаква да се въведат в експлоатация голям обем от нови ВИ 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 фючърните сделки.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX⁹ (European Energy Exchange).

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 93,73 евро/MWh, а за унгарския – от 67,16 евро/MWh до 93,23 евро/MWh, като са представени в следващата графика.



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. След като достигна върховата си стойност на 03.06.2024 г. от 93,73 евро/MWh цената устойчиво намалява. Сравнено обаче със спадите на европейските борси е видно, че фючърсите за българския пазар за периода 03.06.2024 г. – 24.06.2024 г. намаляват с едва 6,69%, докато за европейските пазари намалението е в диапазона между 13% и 17%. За сравнение по-долу е представено изменението на стойността на Q3 2024 фючърсите за немския пазар. Причините за по-бавното движение на цените надолу са от регионален характер и се очаква скоро да бъдат преодолени, а именно неплановото спиране на един блок на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, което лиши региона от 1000 MW.

⁹ <http://www.eex.com>



Не е възможно да се определи категоричен тренд за периода, 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. и значително понижение спрямо тези от месец май 2024 г. и началото на месец юни 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 109,59 евро/MWh, а за унгарския от 84,22 евро/MWh до 109,59 евро/MWh, като са представени в следващата графика.



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. След като достигна върховата си стойност през месец май от 109,59 евро/MWh цената през месец юни устойчиво намалява. Сравнено обаче със спадовете на европейските борси е видно, че движението надолу на фючърсите за българския пазар е по-бавно спрямо тези на европейските борси, причините за които са коментирани по-горе.

Не е възможно да се определи категоричен тренд за периода, 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. и значително понижение спрямо тези от месец май 2024 г. и началото на месец юни 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 119,38 евро/MWh, а за унгарския от 89,85 евро/MWh до 118,13 евро/MWh, като са представени в следващата графика.



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. След като достигна върховата си стойност през месец май от 119,38 евро/MWh цената през месец юни устойчиво намалява. Сравнено обаче със спадовете на европейските борси е видно, че движението надолу на фючърсите за българския пазар е по-бавно спрямо тези на европейските борси, причините за които са коментирани по-горе.

Не е възможно да се определи категоричен тренд за периода, 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. и значително понижение спрямо тези от месец май

2024 г. и началото на месец юни 2024 г. Следва да се има предвид, че първото тримесечие на 2025 г. е много 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 92,00 евро/MWh, а за унгарския от 71,33 евро/MWh до 90,75 евро/MWh, като са представени в следващата графика.



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. След като достигна върховата си стойност през месец май от 98,17 евро/MWh цената през месец юни устойчиво намалява. Сравнено обаче със спадите на европейските борси е видно, че движението надолу на фючърсите за българския пазар е по-бавно спрямо тези на европейските борси, причините за които са коментирани по-горе. Не е възможно да се определи категоричен тренд за периода, 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. и значително понижение спрямо тези от месец май 2024 г. и началото на месец юни 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 среднопотеглена 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 среднопотеглена 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. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия:

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджекте“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Енери Солар БГ 1“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово), „РЕС Технолджи“ АД (ФЕЦ Златарица), „Дъбово Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Дъбово), „Компания за енергетика и развитие“ ООД (ФЕЦ Добрич), „Екоенерджи Солар“ ЕООД (ФЕЦ Екоенерджи Солар), „Е.В.Т. – Електра Волт Трейд“ АД (ФЕЦ Е.В.Т. – Електра Волт Трейд), „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД (ФЕЦ PV-централи 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 партнърс“ 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 (р.2/р.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 (р.3*р.4)	141,49 лв./MWh

2. 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 (р.2/р.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 (р.3*р.4)	166,71 лв./MWh

3. 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 (р.2/р.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 (р.3*р.4)	184,70 лв./MWh

4. 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 K_b 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 § 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. по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е определена в размер, както следва:

1. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 141,49 лв./MWh;

2. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 166,71 лв./MWh;

3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 184,70 лв./MWh;

4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 175,62 лв./MWh.

ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПРЕМИИ по § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

Предвид определената до влизането в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г. преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена, за енергийни обекти с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW и определената за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от ВИ в зависимост от първичния енергиен източник, премиите са както следва:

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
1	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на КЕВР:		
1.1.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	213,09	28,39
1.2.	Среднонапорни деривационни, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	178,68	-6,02
1.3.	Високонапорни деривационни, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	171,18	-13,52
1.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	253,48	68,78
1.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,48	-72,22
1.6.	ВТЕЦ работещи до 2250 часа	188,29	21,58
1.7.	ВТЕЦ работещи над 2250 часа	172,95	6,24
1.8.	ВТЕЦ работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	148,58	-18,13

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
1.9.	ЕЦ с фотоволтаични модули над 5 kWp	699,11	557,62
1.10.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW	252,73	77,11
1.11.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW, с комбиниран цикъл	288,04	112,42
1.12.	ЕЦ работещи с отпадъци от земеделски култури до 5 MW	167,53	-8,09
1.13.	ЕЦ работеща с енергийни култури до 5MW	186,49	10,87
1.14.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	398,00	222,38
1.15.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	302,73	127,11
1.16.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	255,98	80,36
1.17.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	246,05	70,43
1.18.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	136,85	-38,77
1.19.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	120,60	-55,02
1.20.	ЕЦ над 5 MW за производство на електрическа енергия чрез директно използване на биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и др.	218,60	42,98

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
2.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР:		
2.1.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	222,83	38,13
2.2.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	186,87	2,17
2.3.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	179,04	-5,66
2.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	265,05	80,35
2.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,10	-72,60
2.6.	Вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа	191,00	24,29
2.7.	Вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа	173,06	6,35
2.8.	Вятърни електрически централи работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	137,06	-29,65
2.9.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади	583,77	442,28
2.10.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp	485,60	344,11

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
2.11.	Електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW	243,68	68,06
2.12.	Електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл	318,36	142,74
2.13.	Електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW	149,60	-26,02
2.14.	Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW	207,67	32,05
2.15.	Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW	196,85	21,23
2.16.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	608,42	432,80
2.17.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	358,08	182,46
2.18.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	369,34	193,72
2.19.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	253,03	77,41
2.20.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	243,86	68,24

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
2.21.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	132,05	-43,57
2.22.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	119,27	-56,35
3.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР		
3.1.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, без комбиниран цикъл	397,95	222,33
3.2.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл	394,75	219,13
3.3.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, без комбиниран цикъл	388,04	212,42
3.4.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, с комбиниран цикъл	425,95	250,33
4.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР		
4.1.	Нисконапорни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	193,35	8,65

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
4.2.	Среднапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	162,69	-22,01
4.3.	Високонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	156,01	-28,69
4.4.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,33	44,63
4.5.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	-86,55
4.6.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	104,43	-62,28
4.7.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	316,11	174,62
4.8.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	237,05	95,56
4.9.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	236,26	94,77
4.10.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	234,09	58,47
4.11.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	226,14	50,52
4.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	120,15	-55,47

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
4.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	109,83	-65,79
4.14.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	276,54	100,92
4.15.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл	295,72	120,10
4.16.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	149,64	-25,98
4.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури	197,32	21,70
4.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури	187,55	11,93
4.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	479,49	303,87
4.20.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	460,19	284,57
4.21.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	410,09	234,47
4.22.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	473,56	297,94

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
4.23.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл	371,80	196,18
4.24.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл	362,73	187,11
4.25.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл	361,87	186,25
4.26.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл	394,55	218,93
5.	Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-28 от 29.08.2012 г. на КЕВР		
5.1.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	206,34	64,85
5.2.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	171,37	29,88
5.3.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	169,85	28,36
6.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР		
6.1.	Нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	193,38	8,68

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
6.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	242,30	57,60
6.3.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	162,71	-21,99
6.4.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	156,04	-28,66
6.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,35	44,65
6.6.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	-86,55
6.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	151,39	-15,32
6.8.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	105,16	-61,55
6.9.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	196,58	55,09
6.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	176,29	34,80
6.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	160,20	18,71
6.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	38,28

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
6.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	30,70
6.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	105,15	-70,47
6.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	89,16	-86,46
6.16.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	211,58	35,96
6.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	312,74	137,12
6.18.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	138,43	-37,19
6.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	1,34
6.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	-11,14
6.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	608,08	432,46
6.22.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	434,13	258,51
6.23.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	387,53	211,91

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
6.24.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	632,32	456,70
6.25.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	349,32	173,70
6.26.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	405,06	229,44
6.27.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	337,44	161,82
6.28.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	373,76	198,14
7.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР		
7.1.	Нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	189,31	4,61
7.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	236,92	52,22
7.3.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	159,14	-25,56
7.4.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	152,36	-32,34

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
7.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	224,37	39,67
7.6.	Микро ВЕЦ с помпи	93,69	-91,01
7.7.	ВтеЦ с инсталирана мощност до 1 MW	116,98	-49,73
7.8.	ВтеЦ с инсталирана мощност над 1 MW	95,55	-71,16
7.9.	ВтеЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	83,16	-83,55
7.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	144,68	3,19
7.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	134,03	-7,46
7.12.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	131,36	-10,13
7.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	38,28
7.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	30,70
7.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	105,15	-70,47
7.16.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	89,16	-86,46
7.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	250,82	75,20
7.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	278,48	102,86

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
7.19.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	222,80	47,18
7.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	1,34
7.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	-11,14
7.22.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	453,12	277,50
7.23.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	434,13	258,51
7.24.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	563,82	388,20
7.25.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	623,08	447,46
7.26.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	350,22	174,60
7.27.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	362,66	187,04
7.28.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	338,34	162,72
7.29.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	374,66	199,04

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
7.30.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци, с комбинирано производство	389,60	213,98
8.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР		
8.1.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	179,54	3,92
8.2.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	157,88	-17,74
8.3.	Електрически централи с инсталирана мощност от 200 kW до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	310,69	135,07
8.4.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	361,87	186,25
8.5.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	296,89	121,27
8.6.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	334,72	159,10
9.	Премии във връзка с актуализирани цени по Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР		

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
1	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на КЕВР:		
9.1.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW включително, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при средногодишна продължителност на работа 7 500 часа.	604,98	429,36
9.2.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при средногодишна продължителност на работа 7 500 часа.	587,35	411,73
9.3.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при средногодишна продължителност на работа 7 200 часа.	461,35	285,73
10.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР		
10.1.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW включително, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при пълни ефективни часове от 7 500 h.	376,78	201,16
10.2.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при пълни ефективни часове от 7 500 h.	557,35	381,73
10.3.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при пълни ефективни часове от 7 000 h.	349,06	173,44

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
11.	Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г. на КЕВР		
11.1.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	319,66	144,04
12.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-35 от 13.08.2020 г. на КЕВР		
12.1.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи до 2 250 часа	148,71	-18,00
13.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-18 от 18.06.2021 г. на КЕВР		
13.1.	Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW	122,50	-44,21
14.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-9 от 19.05.2023 г. на КЕВР		
14.1.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи над 2 250 часа	132,71	-34,00

15. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-36 от 07.11.2011 г. на КЕВР:

Таблица № 1:

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																			
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията																			
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%		над 80 до 90%		над 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
15.1.	<i>Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																					
	222,83		216,55	31,85	203,98	19,28	191,41	6,71	178,84	-5,86	166,27	-18,43	153,71	-30,99	141,14	-43,56	128,57	-56,13	116,00	-68,70	103,43	-81,27
15.2.	<i>Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																					
	186,87		181,71	-2,99	171,39	-13,31	161,08	-23,62	150,76	-33,94	140,44	-44,26	130,12	-54,58	119,80	-64,90	109,49	-75,21	99,17	-85,53	88,85	-95,85
15.3.	<i>Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																					
	179,04		174,13	-10,57	164,30	-20,40	154,47	-30,23	144,64	-40,06	134,81	-49,89	124,98	-59,72	115,15	-69,55	105,32	-79,38	95,49	-89,21	85,66	-99,04
15.4.	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW</i>																					
	265,05		257,45	72,75	242,24	57,54	227,03	42,33	211,82	27,12	196,61	11,91	181,40	-3,30	166,19	-18,51	150,98	-33,72	135,77	-48,93	120,56	-64,14
15.5.	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																					
	112,10		109,12	-75,58	103,15	-81,55	97,19	-87,51	91,22	-93,48	85,26	-99,44	79,29	-105,41	73,33	-111,37	67,36	-117,34	61,40	-123,30	55,43	-129,27
15.6.	<i>Вятърни електрически централи до 2 250 часа</i>																					
	191,00		187,18	20,47	179,54	12,83	171,91	5,20	164,27	-2,44	156,63	-10,08	148,99	-17,72	141,35	-25,36	133,72	-32,99	126,08	-40,63	118,44	-48,27
15.7.	<i>Вятърни електрически централи над 2 250 часа</i>																					
	173,06		169,65	2,94	162,84	-3,87	156,03	-10,68	149,22	-17,49	142,41	-24,30	135,60	-31,11	128,79	-37,92	121,98	-44,73	115,17	-51,54	108,36	-58,35
15.8.	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																					
	137,06		134,99	-31,72	130,86	-35,85	126,73	-39,98	122,60	-44,11	118,47	-48,24	114,34	-52,37	110,21	-56,50	106,08	-60,63	101,95	-64,76	97,82	-68,89
15.9.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади</i>																					
	583,77		569,27	427,78	540,27	398,78	511,28	369,79	482,28	340,79	453,28	311,79	424,29	282,80	395,29	253,80	366,29	224,80	337,30	195,81	308,30	166,81
15.10.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp</i>																					
	485,60		473,67	332,18	449,82	308,33	425,97	284,48	402,11	260,62	378,26	236,77	354,41	212,92	330,56	189,07	306,70	165,21	282,85	141,36	259,00	117,51
15.11.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																					
	255,51	243,68	229,73	54,11	215,93	40,31	202,30	26,68	188,90	13,28	175,78	0,16	163,04	-12,58	150,81	-24,81	139,27	-36,35	128,70	-46,92	123,90	-51,72

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																			
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията																			
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%		над 80 до 90%		над 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
15.12.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																					
	282,15	318,36	304,62	129,00	291,07	115,45	277,73	102,11	264,66	89,04	251,91	76,29	239,54	63,92	227,64	52,02	216,32	40,70	205,72	30,10	200,76	25,14
15.13.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																					
	227,20	149,60	135,77	-39,85	121,94	-53,68	108,12	-67,50	94,30	-81,32	80,50	-95,12	66,72	-108,90	52,97	-122,65	39,32	-136,30	25,91	-149,71	19,49	-156,13
15.14.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 150 kW до 1 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																					
	405,61	608,42	587,55	411,93	566,82	391,20	546,27	370,65	525,91	350,29	505,78	330,16	485,91	310,29	466,33	290,71	447,10	271,48	428,28	252,66	419,04	243,42
15.15.	<i>Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																					
	253,03		249,34	73,72	241,96	66,34	234,58	58,96	227,20	51,58	219,82	44,20	212,43	36,81	205,05	29,43	197,67	22,05	190,29	14,67	182,91	7,29
15.16.	<i>Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																					
	243,86		240,40	64,78	233,50	57,88	226,60	50,98	219,69	44,07	212,79	37,17	205,89	30,27	198,99	23,37	192,08	16,46	185,18	9,56	178,28	2,66
15.17.	<i>Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци</i>																					
	132,05		129,73	-45,89	125,10	-50,52	120,47	-55,15	115,84	-59,78	111,21	-64,41	106,57	-69,05	101,94	-73,68	97,31	-78,31	92,68	-82,94	88,05	-87,57
15.18.	<i>Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци</i>																					
	119,27		117,45	-58,17	113,81	-61,81	110,17	-65,45	106,53	-69,09	102,89	-72,73	99,24	-76,38	95,60	-80,02	91,96	-83,66	88,32	-87,30	84,68	-90,94
15.19.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци</i>																					
	429,42	394,75	362,23	186,61	329,77	154,15	297,41	121,79	265,19	89,57	233,16	57,54	201,43	25,81	170,20	-5,42	139,90	-35,72	111,52	-64,10	98,77	-76,85

Таблица № 2:

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията															
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
15.1.	<i>Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW</i>																	
	195,03	207,67	204,63	29,01	201,59	25,97	198,55	22,93	195,51	19,89	192,47	16,85	189,42	13,80	186,38	10,76	183,34	7,72
15.2.	<i>Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW</i>																	
	185,99	196,85	193,82	18,20	190,79	15,17	187,76	12,14	184,73	9,11	181,71	6,09	178,68	3,06	175,65	0,03	172,62	-3,00
15.3.	<i>Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	335,19	358,08	352,30	176,68	346,51	170,89	340,73	165,11	334,94	159,32	329,16	153,54	323,37	147,75	317,59	141,97	311,80	136,18
15.4.	<i>Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия</i>																	
	348,61	369,34	362,85	187,23	356,37	180,75	349,88	174,26	343,39	167,77	336,91	161,29	330,42	154,80	323,93	148,31	317,44	141,82
15.5.	<i>Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, без комбиниран цикъл</i>																	
	390,76	397,95	387,47	211,85	376,99	201,37	366,51	190,89	356,03	180,41	345,56	169,94	335,08	159,46	324,60	148,98	314,12	138,50
15.6.	<i>Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, без комбиниран цикъл</i>																	
	380,45	388,04	377,73	202,11	367,43	191,81	357,12	181,50	346,82	171,20	336,51	160,89	326,20	150,58	315,90	140,28	305,59	129,97
15.7.	<i>Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, с комбиниран цикъл</i>																	
	419,11	425,95	413,62	238,00	401,29	225,67	388,96	213,34	376,63	201,01	364,30	188,68	351,96	176,34	339,63	164,01	327,30	151,68

16. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-019 от 28.06.2012 г. на КЕВР:

Таблица № 1:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
16.1.	<i>Нископотенциални деривационни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	193,35		188,55	3,85	178,94	-5,76	169,34	-15,36	159,73	-24,97	150,12	-34,58	140,52	-44,18	130,91	-53,79	121,31	-63,39	111,70	-73,00
16.2.	<i>Среднопотенциални деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	162,69		158,75	-25,95	150,86	-33,84	142,98	-41,72	135,09	-49,61	127,20	-57,50	119,32	-65,38	111,43	-73,27	103,55	-81,15	95,66	-89,04
16.3.	<i>Високотенциални деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	156,01		152,25	-32,45	144,74	-39,96	137,23	-47,47	129,72	-54,98	122,21	-62,49	114,69	-70,01	107,18	-77,52	99,67	-85,03	92,16	-92,54
16.4.	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW</i>																			
	229,33		223,52	38,82	211,90	27,20	200,27	15,57	188,65	3,95	177,03	-7,67	165,40	-19,30	153,78	-30,92	142,16	-42,54	130,53	-54,17
16.5.	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																			
	98,15		95,87	-88,83	91,31	-93,39	86,75	-97,95	82,19	-102,51	77,63	-107,07	73,08	-111,62	68,52	-116,18	63,96	-120,74	59,40	-125,30
16.6.	<i>Вятърни електрически централи до 2 250 часа</i>																			
	148,71		146,29	-20,42	141,43	-25,28	136,57	-30,14	131,71	-35,00	126,85	-39,86	121,99	-44,72	117,13	-49,58	112,27	-54,44	107,41	-59,30
16.7.	<i>Вятърни електрически централи над 2 250 часа</i>																			
	132,71		130,60	-36,11	126,37	-40,34	122,14	-44,57	117,92	-48,79	113,69	-53,02	109,46	-57,25	105,23	-61,48	101,00	-65,71	96,78	-69,93
16.8.	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																			
	104,43		103,22	-63,49	100,80	-65,91	98,38	-68,33	95,96	-70,75	93,54	-73,17	91,12	-75,59	88,70	-78,01	86,28	-80,43	83,86	-82,85
16.9.	<i>ФЕЦ с обща инсталирана мощност над 200 до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии</i>																			
	316,11		309,70	168,21	296,87	155,38	284,03	142,54	271,20	129,71	258,37	116,88	245,54	104,05	232,71	91,22	219,87	78,38	207,04	65,55
16.10.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																			
	237,05		232,42	90,93	223,14	81,65	213,87	72,38	204,59	63,10	195,32	53,83	186,04	44,55	176,77	35,28	167,49	26,00	158,22	16,73
16.11.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>																			
	236,26		231,65	90,16	222,41	80,92	213,17	71,68	203,93	62,44	194,69	53,20	185,45	43,96	176,21	34,72	166,97	25,48	157,73	16,24

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
16.12.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																			
	234,09		231,35	55,73	225,86	50,24	220,37	44,75	214,89	39,27	209,40	33,78	203,91	28,29	198,42	22,80	192,94	17,32	187,45	11,83
16.13.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																			
	226,14		223,57	47,95	218,44	42,82	213,31	37,69	208,18	32,56	203,05	27,43	197,91	22,29	192,78	17,16	187,65	12,03	182,52	6,90
16.14.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																			
	120,15		118,43	-57,19	114,99	-60,63	111,54	-64,08	108,10	-67,52	104,66	-70,96	101,21	-74,41	97,77	-77,85	94,33	-81,29	90,88	-84,74
16.15.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																			
	109,83		108,48	-67,14	105,78	-69,84	103,09	-72,53	100,39	-75,23	97,69	-77,93	95,00	-80,62	92,30	-83,32	89,60	-86,02	86,91	-88,71
16.16.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																			
	232,40	149,64	135,81	-39,81	121,99	-53,63	108,17	-67,45	94,36	-81,26	80,57	-95,05	66,81	-108,81	53,10	-122,52	39,49	-136,13	26,19	-149,43
16.17.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци</i>																			
	400,97	362,73	333,56	157,94	304,47	128,85	275,50	99,88	246,69	71,07	218,10	42,48	189,88	14,26	162,24	-13,38	135,63	-39,99	111,09	-64,53

Таблица № 2:

17. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-29 от 29.08.2012 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-28 от 29.08.2012 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
		процент на безвъзмездното финансиране																	
		до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
		Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
17.1.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади</i>																		
	206,34	202,40	60,91	194,51	53,02	186,61	45,12	178,72	37,23	170,83	29,34	162,93	21,44	155,04	13,55	147,15	5,66	139,25	-2,24
17.2.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																		
	171,37	168,21	26,72	161,89	20,40	155,57	14,08	149,25	7,76	142,93	1,44	136,61	-4,88	130,29	-11,20	123,97	-17,52	117,65	-23,84
17.3.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>																		
	169,85	166,73	25,24	160,48	18,99	154,22	12,73	147,97	6,48	141,72	0,23	135,47	-6,02	129,22	-12,27	122,96	-18,53	116,71	-24,78

18. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-20 от 28.06.2013 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																
			процент на безвъзмездното финансиране																
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%		
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
18.1.	<i>Нисконапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																		
	193,38		183,77	-0,93	174,17	-10,53	164,56	-20,14	154,96	-29,74	145,35	-39,35	135,74	-48,96	126,14	-58,56	116,53	-68,17	
18.2.	<i>Нисконапонни руслови ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 15 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																		
	242,30		230,21	45,51	218,11	33,41	206,02	21,32	193,92	9,22	181,83	-2,87	169,73	-14,97	157,64	-27,06	145,54	-39,16	
18.3.	<i>Среднонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																		
	162,71		154,82	-29,88	146,94	-37,76	139,05	-45,65	131,17	-53,53	123,28	-61,42	115,39	-69,31	107,51	-77,19	99,62	-85,08	

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
18.4.	<i>Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																	
	156,04		148,53	-36,17	141,02	-43,68	133,50	-51,20	125,99	-58,71	118,48	-66,22	110,97	-73,73	103,46	-81,24	95,94	-88,76
18.5.	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW</i>																	
	229,35		217,73	33,03	206,10	21,40	194,48	9,78	182,85	-1,85	171,23	-13,47	159,61	-25,09	147,98	-36,72	136,36	-48,34
18.6.	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																	
	98,15		93,60	-91,10	89,06	-95,64	84,51	-100,19	79,97	-104,73	75,42	-109,28	70,87	-113,83	66,33	-118,37	61,78	-122,92
18.7.	<i>Вятърни електрически централи с инсталирана мощност до 1 000 kW</i>																	
	151,39		146,91	-19,80	142,42	-24,29	137,94	-28,77	133,45	-33,26	128,97	-37,74	124,48	-42,23	120,00	-46,71	115,51	-51,20
18.8.	<i>Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 000 kW</i>																	
	122,50		118,83	-47,88	115,16	-51,55	111,49	-55,22	107,82	-58,89	104,16	-62,55	100,49	-66,22	96,82	-69,89	93,15	-73,56
18.9.	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																	
	105,16		102,74	-63,97	100,32	-66,39	97,90	-68,81	95,48	-71,23	93,06	-73,65	90,63	-76,08	88,21	-78,50	85,79	-80,92
18.10.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади</i>																	
	196,58		188,63	47,14	180,68	39,19	172,72	31,23	164,77	23,28	156,82	15,33	148,87	7,38	140,92	-0,57	132,96	-8,53
18.11.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																	
	176,29		169,18	27,69	162,06	20,57	154,95	13,46	147,84	6,35	140,73	-0,76	133,61	-7,88	126,50	-14,99	119,39	-22,10
18.12.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>																	
	160,20		153,84	12,35	147,47	5,98	141,11	-0,38	134,74	-6,75	128,38	-13,11	122,02	-19,47	115,65	-25,84	109,29	-32,20
18.13.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																	
	206,32		201,44	25,82	196,57	20,95	191,69	16,07	186,82	11,20	181,94	6,32	177,06	1,44	172,19	-3,43	167,31	-8,31
18.14.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
	249,66	211,58	198,67	23,05	185,89	10,27	173,27	-2,35	160,86	-14,76	148,74	-26,88	136,99	-38,63	125,77	-49,85	115,29	-60,33

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
18.15.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
	277,39	312,74	299,61	123,99	286,66	111,04	273,93	98,31	261,46	85,84	249,30	73,68	237,50	61,88	226,16	50,54	215,37	39,75
18.16.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
	221,71	138,43	125,72	-49,90	113,02	-62,60	100,33	-75,29	87,64	-87,98	74,97	-100,65	62,33	-113,29	49,74	-125,88	37,25	-138,37
18.17.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	447,43	632,32	609,75	434,13	587,35	411,73	565,14	389,52	543,16	367,54	521,43	345,81	500,01	324,39	478,93	303,31	458,26	282,64
18.18.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	453,12	608,08	584,58	408,96	561,29	385,67	538,22	362,60	515,43	339,81	492,95	317,33	470,83	295,21	449,16	273,54	428,00	252,38
18.19.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
	387,04	405,06	377,94	202,32	350,97	175,35	324,20	148,58	297,69	122,07	271,53	95,91	245,86	70,24	220,89	45,27	196,95	21,33
18.20.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури</i>																	
	176,96		174,33	-1,29	171,70	-3,92	169,07	-6,55	166,44	-9,18	163,81	-11,81	161,18	-14,44	158,55	-17,07	155,92	-19,70
18.21.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури</i>																	
	164,48		161,85	-13,77	159,22	-16,40	156,58	-19,04	153,95	-21,67	151,32	-24,30	148,69	-26,93	146,06	-29,56	143,42	-32,20
18.22.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	434,13		427,88	252,26	421,62	246,00	415,37	239,75	409,11	233,49	402,86	227,24	396,61	220,99	390,35	214,73	384,10	208,48
18.23.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	387,53		381,92	206,30	376,31	200,69	370,70	195,08	365,09	189,47	359,48	183,86	353,86	178,24	348,25	172,63	342,64	167,02
18.24.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																	
	213,90		208,69	33,07	203,47	27,85	198,26	22,64	193,05	17,43	187,84	12,22	182,62	7,00	177,41	1,79	172,20	-3,42

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																
			процент на безвъзмездното финансиране																
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%		
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
18.25.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																		
	105,15		101,55	-74,07	97,94	-77,68	94,34	-81,28	90,74	-84,88	87,14	-88,48	83,53	-92,09	79,93	-95,69	76,33	-99,29	
18.26.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																		
	89,16		86,30	-89,32	83,43	-92,19	80,57	-95,05	77,71	-97,91	74,85	-100,77	71,98	-103,64	69,12	-106,50	66,26	-109,36	
18.27.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство</i>																		
	349,32		342,37	166,75	335,43	159,81	328,48	152,86	321,53	145,91	314,59	138,97	307,64	132,02	300,69	125,07	293,74	118,12	
18.28.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство</i>																		
	337,44		330,10	154,48	322,75	147,13	315,41	139,79	308,06	132,44	300,72	125,10	293,37	117,75	286,03	110,41	278,68	103,06	
18.29.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство</i>																		
	373,76		365,56	189,94	357,37	181,75	349,17	173,55	340,97	165,35	332,78	157,16	324,58	148,96	316,38	140,76	308,18	132,56	

19. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-14 от 01.07.2014 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
19.1.	<i>Нископотенциални ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен над до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	189,31		184,60	-0,10	175,20	-9,50	165,80	-18,90	156,39	-28,31	146,99	-37,71	137,59	-47,11	128,18	-56,52	118,78	-65,92	109,38	-75,32

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
19.2.	<i>Нисконапорни руслови ВЕЦ, с над до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	236,92		231,00	46,30	219,17	34,47	207,35	22,65	195,52	10,82	183,69	-1,01	171,87	-12,83	160,04	-24,66	148,22	-36,48	136,39	-48,31
19.3.	<i>Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен над от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	159,14		155,28	-29,42	147,57	-37,13	139,86	-44,84	132,14	-52,56	124,43	-60,27	116,72	-67,98	109,00	-75,70	101,29	-83,41	93,58	-91,12
19.4.	<i>Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен над над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	152,36		148,69	-36,01	141,36	-43,34	134,02	-50,68	126,69	-58,01	119,35	-65,35	112,02	-72,68	104,68	-80,02	97,35	-87,35	90,01	-94,69
19.5.	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW</i>																			
	224,37		218,68	33,98	207,31	22,61	195,94	11,24	184,57	-0,13	173,20	-11,50	161,82	-22,88	150,45	-34,25	139,08	-45,62	127,71	-56,99
19.6.	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																			
	93,69		91,52	-93,18	87,18	-97,52	82,84	-101,86	78,50	-106,20	74,16	-110,54	69,82	-114,88	65,48	-119,22	61,14	-123,56	56,80	-127,90
19.7.	<i>ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW</i>																			
	116,98		115,26	-51,45	111,80	-54,91	108,33	-58,38	104,86	-61,85	101,40	-65,31	97,93	-68,78	94,47	-72,24	91,00	-75,71	87,53	-79,18
19.8.	<i>ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW</i>																			
	95,55		93,52	-73,19	90,66	-76,05	87,80	-78,91	84,94	-81,77	82,08	-84,63	79,21	-87,50	76,35	-90,36	73,49	-93,22	70,63	-96,08
19.9.	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																			
	83,16		82,21	-84,50	80,29	-86,42	78,38	-88,33	76,47	-90,24	74,55	-92,16	72,64	-94,07	70,72	-95,99	68,81	-97,90	66,90	-99,81

№	Преференциална цена, съгласно решение № П-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
19.10.	<i>Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии</i>																			
	144,68		130,21	-11,28	115,75	-25,74	101,28	-40,21	86,81	-54,68	72,34	-69,15	57,87	-83,62	43,40	-98,09	28,94	-112,55	14,47	-127,02
19.11.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																			
	134,03		131,34	-10,15	125,93	-15,56	120,52	-20,97	115,12	-26,37	109,71	-31,78	104,30	-37,19	98,89	-42,60	93,48	-48,01	88,08	-53,41
19.12.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>																			
	131,36		128,77	-12,72	123,56	-17,93	118,34	-23,15	113,12	-28,37	107,90	-33,59	102,68	-38,81	97,46	-44,03	92,24	-49,25	87,02	-54,47
19.13.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																			
	213,90		211,29	35,67	206,08	30,46	200,87	25,25	195,66	20,04	190,44	14,82	185,23	9,61	180,02	4,40	174,81	-0,81	169,60	-6,02
19.14.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																			
	206,32		203,88	28,26	199,01	23,39	194,13	18,51	189,25	13,63	184,38	8,76	179,50	3,88	174,63	-0,99	169,75	-5,87	164,87	-10,75
19.15.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																			
	105,15		103,35	-72,27	99,75	-75,87	96,14	-79,48	92,54	-83,08	88,94	-86,68	85,33	-90,29	81,73	-93,89	78,13	-97,49	74,52	-101,10
19.16.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																			
	89,16		87,72	-87,90	84,86	-90,76	81,99	-93,63	79,13	-96,49	76,27	-99,35	73,40	-102,22	70,54	-105,08	67,68	-107,94	64,81	-110,81
19.17.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско поддръжане и други дървесни отпадъци</i>																			
	250,82		248,72	73,10	244,52	68,90	240,32	64,70	236,12	60,50	231,92	56,30	227,72	52,10	223,52	47,90	219,32	43,70	215,12	39,50

№	Преференциална цена, съгласно решение № П-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
19.18.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство</i>																			
	278,48		275,86	100,24	270,61	94,99	265,37	89,75	260,12	84,50	254,87	79,25	249,63	74,01	244,38	68,76	239,13	63,51	233,89	58,27
19.19.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																			
	222,80		220,84	45,22	216,94	41,32	213,03	37,41	209,12	33,50	205,22	29,60	201,31	25,69	197,41	21,79	193,50	17,88	189,59	13,97
19.20.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури</i>																			
	176,96		175,64	0,02	173,01	-2,61	170,38	-5,24	167,75	-7,87	165,12	-10,50	162,50	-13,12	159,87	-15,75	157,24	-18,38	154,61	-21,01
19.21.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури</i>																			
	164,48		163,17	-12,45	160,54	-15,08	157,90	-17,72	155,27	-20,35	152,64	-22,98	150,01	-25,61	147,38	-28,24	144,74	-30,88	142,11	-33,51
19.22.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																			
	453,12		448,88	273,26	440,41	264,79	431,94	256,32	423,48	247,86	415,01	239,39	406,54	230,92	398,07	222,45	389,60	213,98	381,14	205,52
19.23.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																			
	434,13		431,00	255,38	424,75	249,13	418,49	242,87	412,24	236,62	405,99	230,37	399,73	224,11	393,48	217,86	387,23	211,61	380,97	205,35
19.24.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 1 500 kW до 5 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																			
	387,53	563,82	544,91	369,29	526,12	350,50	507,46	331,84	488,94	313,32	470,60	294,98	452,45	276,83	434,52	258,90	416,85	241,23	399,49	223,87
19.25.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																			
	447,43	623,08	600,32	424,70	577,72	402,10	555,30	379,68	533,08	357,46	511,10	335,48	489,39	313,77	468,00	292,38	446,99	271,37	426,42	250,80

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																			
			процент на безвъзмездното финансиране																			
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%			
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
19.26.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство</i>																					
	350,22		346,75	171,13	339,80	164,18	332,85	157,23	325,91	150,29	318,96	143,34	312,01	136,39	305,06	129,44	298,12	122,50	291,17	115,55		
19.27.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци</i>																					
	387,94	362,66	335,14	159,52	307,71	132,09	280,41	104,79	253,27	77,65	226,37	50,75	199,81	24,19	173,79	-1,83	148,65	-26,97	125,10	-50,52		
19.28.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство</i>																					
	338,34		334,67	159,05	327,32	151,70	319,98	144,36	312,63	137,01	305,29	129,67	297,94	122,32	290,60	114,98	283,25	107,63	275,91	100,29		
19.29.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство</i>																					
	374,66		371,16	195,54	362,96	187,34	354,77	179,15	346,57	170,95	338,37	162,75	330,17	154,55	321,97	146,35	313,78	138,16	305,58	129,96		
19.30.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци, с комбинирано производство</i>																					
	389,60		385,64	210,02	377,74	202,12	369,83	194,21	361,93	186,31	354,03	178,41	346,12	170,50	338,22	162,60	330,31	154,69	322,41	146,79		

По отношение на горните точки от 1 до 19, следва да се има предвид, че в случаите, в които разликата между определената до влизането в сила на същия закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от ВИ в зависимост от първичния енергиен източник, е отрицателна величина не следва да се определят премии.

Изказвания по т.1.:

Ал. Йорданов каза, че иска да помоли работната група да докладва кратко, тъй като докладите са подлагани на открити заседания, а проектите на решения на обществени обсъждания. Не е необходимо цялата информация да се повтаря в детайли, освен ако не са настъпили някакви съществени изменения, тъй като Комисията е на финален етап от определянето на цените.

Ив. Н. Иванов каза, че Комисията вече е запозната с докладването и по четирите точки и също помоли да няма повтаряне на това, което вече е казано. Трябва да се докладва само това, което е настъпило като промяна след провеждане на откритите заседания и обществените обсъждания.

Докладва А. Иванова. Проектът на решение за преференциалните цени и премии за сектор ВЕИ е след проведено обществено обсъждане на 10.06.2024 г. В тази връзка и на основание чл. 14, ал. 1 и чл. 14, ал. 3, след проведеното обществено обсъждане, е дадена възможност на заинтересованите страни да предоставят своите становища или възражения по разгледаните стойности и параметри, заложен в проекта на решение. Постъпили са само две възражения от общо 31 дружества - всички производители на електрическа енергия от фотоволтаични електрически централи. Единствената точка, по която се възражава от проекта на решение е определянето на размера на прогнозната пазарна цена. В тази връзка работната група, на база изложеното във възраженията, ги приема като неоснователни. Подробно и мотивирано е описано защо не се приемат и това се съдържа в мотивите на самото решение, в частта, касаеща определянето на прогнозна пазарна цена.

А. Иванов допълни, че следва да се има предвид, че не са променени нито една преференциална цена и нито една премия и прочете диспозитива на проекта на решение:

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката, чл. 6, ал. 1, т. 1, чл. 32, ал. 1, т. 1 и чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 28, ал. 3 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Определя, считано от 01.07.2024 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, както следва:

1. За групата фотоволтаични централи с мощност до 30 kWp.

2. За групата вятърни централи с мощност до 30 kW.

II. Актуализира, считано от 01.07.2024 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от биомаса и определя премии за тези цени, както следва: (от т.1 до т. 22).

III. Определя премии за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. (от т.1 до т. 17, включително).

Ив. Н. Иванов обърна внимание, че двете възражения са относно показател, който се определя в друг доклад. Това е докладът, който ще представи г-н Младеновски и няма правно основание това да бъде специално упоменавано в цените на възобновяемата

енергия.

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

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката, чл. 6, ал. 1, т. 1, чл. 32, ал. 1, т. 1 и чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 28, ал. 3 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Определя, считано от 01.07.2024 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, както следва:

№	Определя, считано от 01.07.2024 г.:	Преференциални цени за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, в лв./MWh, без ДДС	НСП, kWh/kWp; kWh/kW
1	2	3	4
1	Преференциална цена на електрическата енергия, произведена от фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии	163,95	1 406
2	Преференциална цена на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии	163,95	2 260

II. Актуализира, считано от 01.07.2024 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от биомаса и определя премии за тези цени, както следва:

№	Актуализира, считано от 01.07.2024 г.:	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г., в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
1.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, определена с Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г. на КЕВР	319,16	143,54
2.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, определена с Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 3	604,98	429,36
3.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, определена с Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 4	587,35	411,73
4.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, определена с Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 5	461,35	285,73
5.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл, определена с Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 6	361,87	186,25

№	Актуализира, считано от 01.07.2024 г.:	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г., в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
6.	Преференциалната цена на електрическата енергия по Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г., в частта по т. VI. в размер на 561,40 лв./MWh (без ДДС), произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, определена с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 34	563,82	388,20
7.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбиниран цикъл, определена с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 35	623,08	447,46
8.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци и отпадъци, от прочистване на гори и горско подрязване, с комбиниран цикъл, определена с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 37	362,66	187,04
9.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, определена с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 27	211,58	35,96
10.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW, определена с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 28	312,74	137,12
11.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, определена с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 29	138,43	0,00

№	Актуализира, считано от 01.07.2024 г.:	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г., в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
12.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство, определена с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 35	632,32	456,70
13.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, определена с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 32	608,08	432,46
14.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство, определена с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 37	405,06	229,44
15.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство, определена с Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 33	362,73	187,11
16.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи с дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и др. дървесни отпадъци, определена с Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 25	149,64	0,00
17.	Преференциалната цена на електрическата енергия по Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г., в частта по т. XV.1. в размер на 241,28 лв./MWh (без ДДС), произведена от електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, определена с Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 16	243,68	68,06

№	Актуализира, считано от 01.07.2024 г.:	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г., в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
18.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW, определена с Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 17	318,36	142,74
19.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, определена с Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 18	149,60	0,00
20.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от ЕЦ с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, определена с Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 22	608,42	432,80
21.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбиниран цикъл, определена с Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 2	394,75	219,13
22.	Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на електрическа енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, определена с Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 2	557,35	381,73

III. Определя премии за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., както следва:

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4

1	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на КЕВР:		
1.1.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	213,09	28,39
1.2.	Среднонапорни деривационни, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	178,68	0,00
1.3.	Високонапорни деривационни, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	171,18	0,00
1.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	253,48	68,78
1.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,48	0,00
1.6.	ВтЕЦ работещи до 2250 часа	188,29	21,58
1.7.	ВтЕЦ работещи над 2250 часа	172,95	6,24
1.8.	ВтЕЦ работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	148,58	0,00
1.9.	ЕЦ с фотоволтаични модули над 5 kWp	699,11	557,62
1.10.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW	252,73	77,11
1.11.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW, с комбиниран цикъл	288,04	112,42

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4

1.12.	ЕЦ работещи с отпадъци от земеделски култури до 5 MW	167,53	0,00
1.13.	ЕЦ работеща с енергийни култури до 5 MW	186,49	10,87
1.14.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	398,00	222,38
1.15.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	302,73	127,11
1.16.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	255,98	80,36
1.17.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	246,05	70,43
1.18.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	136,85	0,00
1.19.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	120,60	0,00
1.20.	ЕЦ над 5 MW за производство на електрическа енергия чрез директно използване на биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и др.	218,60	42,98
2.	Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР:		
2.1.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	222,83	38,13
2.2.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	186,87	2,17

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
---	--	---	--------------------------------------

1	2	3	4
2.3.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	179,04	0,00
2.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	265,05	80,35
2.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,10	0,00
2.6.	Вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа	191,00	24,29
2.7.	Вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа	173,06	6,35
2.8.	Вятърни електрически централи работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	137,06	0,00
2.9.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади	583,77	442,28
2.10.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp	485,60	344,11
2.11.	Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW	207,67	32,05
2.12.	Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW	196,85	21,23
2.13.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	358,08	182,46
2.14.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	369,34	193,72

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4

2.15.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	253,03	77,41
2.16.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	243,86	68,24
2.17.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	132,05	0,00
2.18.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	119,27	0,00
3.	Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР		
3.1.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, без комбиниран цикъл	397,95	222,33
3.2.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, без комбиниран цикъл	388,04	212,42
3.3.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, с комбиниран цикъл	425,95	250,33
4.	Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР		
4.1.	Нисконапорни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	193,35	8,65

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
4.2.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	162,69	0,00
4.3.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	156,01	0,00
4.4.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,33	44,63
4.5.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	0,00
4.6.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	104,43	0,00
4.7.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	316,11	174,62
4.8.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	237,05	95,56
4.9.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	236,26	94,77
4.10.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	234,09	58,47
4.11.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	226,14	50,52
4.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	120,15	0,00

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
4.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	109,83	0,00
4.14.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	276,54	100,92
4.15.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл	295,72	120,10
4.16.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури	197,32	21,70
4.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури	187,55	11,93
4.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	479,49	303,87
4.19.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	460,19	284,57
4.20.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	410,09	234,47
4.21.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	473,56	297,94
4.22.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл	371,80	196,18

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
4.23.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл	361,87	186,25
4.24.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл	394,55	218,93
5.	Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-28 от 29.08.2012 г. на КЕВР		
5.1.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	206,34	64,85
5.2.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	171,37	29,88
5.3.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	169,85	28,36
6.	Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР		
6.1.	Нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	193,38	8,68
6.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	242,30	57,60
6.3.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	162,71	0,00

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
6.4.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	156,04	0,00
6.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,35	44,65
6.6.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	0,00
6.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	151,39	0,00
6.8.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	105,16	0,00
6.9.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	196,58	55,09
6.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	176,29	34,80
6.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	160,20	18,71
6.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	38,28
6.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	30,70
6.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	105,15	0,00
6.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	89,16	0,00

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
6.16.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	1,34
6.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	0,00
6.18.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	434,13	258,51
6.19.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	387,53	211,91
6.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	349,32	173,70
6.21.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	337,44	161,82
6.22.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	373,76	198,14
7.	Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР		
7.1.	Нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	189,31	4,61

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
7.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	236,92	52,22
7.3.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	159,14	0,00
7.4.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	152,36	0,00
7.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	224,37	39,67
7.6.	Микро ВЕЦ с помпи	93,69	0,00
7.7.	ВгЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	116,98	0,00
7.8.	ВгЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW	95,55	0,00
7.9.	ВгЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	83,16	0,00
7.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	144,68	3,19
7.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	134,03	0,00
7.12.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	131,36	0,00

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
7.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	38,28
7.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	30,70
7.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	105,15	0,00
7.16.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	89,16	0,00
7.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	250,82	75,20
7.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	278,48	102,86
7.19.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	222,80	47,18
7.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	1,34
7.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	0,00
7.22.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	453,12	277,50

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
7.23.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	434,13	258,51
7.24.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	350,22	174,60
7.25.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	338,34	162,72
7.26.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	374,66	199,04
7.27.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци, с комбинирано производство	389,60	213,98
8.	Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР		
8.1.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	179,54	3,92
8.2.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	157,88	0,00

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
8.3.	Електрически централи с инсталирана мощност от 200 kW до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	310,69	135,07
8.4.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	296,89	121,27
8.5.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	334,72	159,10
9.	Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР		
9.1.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW включително, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при пълни ефективни часове от 7 500 h.	376,78	201,16
9.2.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при пълни ефективни часове от 7 000 h.	349,06	173,44

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
10.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-35 от 13.08.2020 г. на КЕВР		
10.1.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи до 2 250 часа	148,71	0,00
11.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-18 от 18.06.2021 г. на КЕВР		
11.1.	Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW	122,50	0,00
12.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-9 от 19.05.2023 г. на КЕВР		
12.1.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи над 2 250 часа	132,71	0,00

13. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-36 от 07.11.2011 г. на КЕВР

Таблица № 1:

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																					
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията																					
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%		над 80 до 90%		над 90%			
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
13.1.			<i>Нисконапонни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																					
	222,83		216,55	31,85	203,98	19,28	191,41	6,71	178,84	0,00	166,27	0,00	153,71	0,00	141,14	0,00	128,57	0,00	116,00	0,00	103,43	0,00		
13.2.			<i>Среднонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																					
	186,87		181,71	0,00	171,39	0,00	161,08	0,00	150,76	0,00	140,44	0,00	130,12	0,00	119,80	0,00	109,49	0,00	99,17	0,00	88,85	0,00		
13.3.			<i>Високонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																					
	179,04		174,13	0,00	164,30	0,00	154,47	0,00	144,64	0,00	134,81	0,00	124,98	0,00	115,15	0,00	105,32	0,00	95,49	0,00	85,66	0,00		
13.4.			<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW</i>																					
	265,05		257,45	72,75	242,24	57,54	227,03	42,33	211,82	27,12	196,61	11,91	181,40	0,00	166,19	0,00	150,98	0,00	135,77	0,00	120,56	0,00		
13.5.			<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																					
	112,10		109,12	0,00	103,15	0,00	97,19	0,00	91,22	0,00	85,26	0,00	79,29	0,00	73,33	0,00	67,36	0,00	61,40	0,00	55,43	0,00		
13.6.			<i>Вятърни електрически централи до 2 250 часа</i>																					
	191,00		187,18	20,47	179,54	12,83	171,91	5,20	164,27	0,00	156,63	0,00	148,99	0,00	141,35	0,00	133,72	0,00	126,08	0,00	118,44	0,00		
13.7.			<i>Вятърни електрически централи над 2 250 часа</i>																					
	173,06		169,65	2,94	162,84	0,00	156,03	0,00	149,22	0,00	142,41	0,00	135,60	0,00	128,79	0,00	121,98	0,00	115,17	0,00	108,36	0,00		
13.8.			<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																					
	137,06		134,99	0,00	130,86	0,00	126,73	0,00	122,60	0,00	118,47	0,00	114,34	0,00	110,21	0,00	106,08	0,00	101,95	0,00	97,82	0,00		
13.9.			<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади</i>																					
	583,77		569,27	427,78	540,27	398,78	511,28	369,79	482,28	340,79	453,28	311,79	424,29	282,80	395,29	253,80	366,29	224,80	337,30	195,81	308,30	166,81		
13.10.			<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp</i>																					
	485,60		473,67	332,18	449,82	308,33	425,97	284,48	402,11	260,62	378,26	236,77	354,41	212,92	330,56	189,07	306,70	165,21	282,85	141,36	259,00	117,51		

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																			
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията																			
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%		над 80 до 90%		над 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
13.11.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																					
	255,51	243,68	229,73	54,11	215,93	40,31	202,30	26,68	188,90	13,28	175,78	0,16	163,04	0,00	150,81	0,00	139,27	0,00	128,70	0,00	123,90	0,00
13.12.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																					
	282,15	318,36	304,62	129,00	291,07	115,45	277,73	102,11	264,66	89,04	251,91	76,29	239,54	63,92	227,64	52,02	216,32	40,70	205,72	30,10	200,76	25,14
13.13.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																					
	227,20	149,60	135,77	0,00	121,94	0,00	108,12	0,00	94,30	0,00	80,50	0,00	66,72	0,00	52,97	0,00	39,32	0,00	25,91	0,00	19,49	0,00
13.14.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 150 kW до 1 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																					
	405,61	608,42	587,55	411,93	566,82	391,20	546,27	370,65	525,91	350,29	505,78	330,16	485,91	310,29	466,33	290,71	447,10	271,48	428,28	252,66	419,04	243,42
13.15.	<i>Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																					
	253,03		249,34	73,72	241,96	66,34	234,58	58,96	227,20	51,58	219,82	44,20	212,43	36,81	205,05	29,43	197,67	22,05	190,29	14,67	182,91	7,29
13.16.	<i>Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																					
	243,86		240,40	64,78	233,50	57,88	226,60	50,98	219,69	44,07	212,79	37,17	205,89	30,27	198,99	23,37	192,08	16,46	185,18	9,56	178,28	2,66
13.17.	<i>Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци</i>																					
	132,05		129,73	0,00	125,10	0,00	120,47	0,00	115,84	0,00	111,21	0,00	106,57	0,00	101,94	0,00	97,31	0,00	92,68	0,00	88,05	0,00
13.18.	<i>Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци</i>																					
	119,27		117,45	0,00	113,81	0,00	110,17	0,00	106,53	0,00	102,89	0,00	99,24	0,00	95,60	0,00	91,96	0,00	88,32	0,00	84,68	0,00
13.19.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци</i>																					
	429,42	394,75	362,23	186,61	329,77	154,15	297,41	121,79	265,19	89,57	233,16	57,54	201,43	25,81	170,20	0,00	139,90	0,00	111,52	0,00	98,77	0,00

Таблица № 2:

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията															
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
13.1.	<i>Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW</i>																	
	195,03	207,67	204,63	29,01	201,59	25,97	198,55	22,93	195,51	19,89	192,47	16,85	189,42	13,80	186,38	10,76	183,34	7,72
13.2.	<i>Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW</i>																	
	185,99	196,85	193,82	18,20	190,79	15,17	187,76	12,14	184,73	9,11	181,71	6,09	178,68	3,06	175,65	0,03	172,62	0,00
13.3.	<i>Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	335,19	358,08	352,30	176,68	346,51	170,89	340,73	165,11	334,94	159,32	329,16	153,54	323,37	147,75	317,59	141,97	311,80	136,18
13.4.	<i>Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия</i>																	
	348,61	369,34	362,85	187,23	356,37	180,75	349,88	174,26	343,39	167,77	336,91	161,29	330,42	154,80	323,93	148,31	317,44	141,82
13.5.	<i>Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, без комбиниран цикъл</i>																	
	390,76	397,95	387,47	211,85	376,99	201,37	366,51	190,89	356,03	180,41	345,56	169,94	335,08	159,46	324,60	148,98	314,12	138,50
13.6.	<i>Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, без комбиниран цикъл</i>																	
	380,45	388,04	377,73	202,11	367,43	191,81	357,12	181,50	346,82	171,20	336,51	160,89	326,20	150,58	315,90	140,28	305,59	129,97
13.7.	<i>Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, с комбиниран цикъл</i>																	
	419,11	425,95	413,62	238,00	401,29	225,67	388,96	213,34	376,63	201,01	364,30	188,68	351,96	176,34	339,63	164,01	327,30	151,68

14. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-019 от 28.06.2012 г. на КЕВР:

Таблица № 1:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
14.1.	<i>Нисконапорни деривационни ВЕЦ, руслони ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	193,35		188,55	3,85	178,94	0,00	169,34	0,00	159,73	0,00	150,12	0,00	140,52	0,00	130,91	0,00	121,31	0,00	111,70	0,00
14.2.	<i>Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	162,69		158,75	0,00	150,86	0,00	142,98	0,00	135,09	0,00	127,20	0,00	119,32	0,00	111,43	0,00	103,55	0,00	95,66	0,00
14.3.	<i>Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	156,01		152,25	0,00	144,74	0,00	137,23	0,00	129,72	0,00	122,21	0,00	114,69	0,00	107,18	0,00	99,67	0,00	92,16	0,00
14.4.	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW</i>																			
	229,33		223,52	38,82	211,90	27,20	200,27	15,57	188,65	3,95	177,03	0,00	165,40	0,00	153,78	0,00	142,16	0,00	130,53	0,00
14.5.	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																			
	98,15		95,87	0,00	91,31	0,00	86,75	0,00	82,19	0,00	77,63	0,00	73,08	0,00	68,52	0,00	63,96	0,00	59,40	0,00
14.6.	<i>Вятърни електрически централи до 2 250 часа</i>																			
	148,71		146,29	0,00	141,43	0,00	136,57	0,00	131,71	0,00	126,85	0,00	121,99	0,00	117,13	0,00	112,27	0,00	107,41	0,00
14.7.	<i>Вятърни електрически централи над 2 250 часа</i>																			
	132,71		130,60	0,00	126,37	0,00	122,14	0,00	117,92	0,00	113,69	0,00	109,46	0,00	105,23	0,00	101,00	0,00	96,78	0,00
14.8.	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																			
	104,43		103,22	0,00	100,80	0,00	98,38	0,00	95,96	0,00	93,54	0,00	91,12	0,00	88,70	0,00	86,28	0,00	83,86	0,00
14.9.	<i>ФЕЦ с обща инсталирана мощност над 200 до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии</i>																			
	316,11		309,70	168,21	296,87	155,38	284,03	142,54	271,20	129,71	258,37	116,88	245,54	104,05	232,71	91,22	219,87	78,38	207,04	65,55
14.10.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																			
	237,05		232,42	90,93	223,14	81,65	213,87	72,38	204,59	63,10	195,32	53,83	186,04	44,55	176,77	35,28	167,49	26,00	158,22	16,73

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
14.11.			<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>																	
	236,26		231,65	90,16	222,41	80,92	213,17	71,68	203,93	62,44	194,69	53,20	185,45	43,96	176,21	34,72	166,97	25,48	157,73	16,24
14.12.			<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																	
	234,09		231,35	55,73	225,86	50,24	220,37	44,75	214,89	39,27	209,40	33,78	203,91	28,29	198,42	22,80	192,94	17,32	187,45	11,83
14.13.			<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																	
	226,14		223,57	47,95	218,44	42,82	213,31	37,69	208,18	32,56	203,05	27,43	197,91	22,29	192,78	17,16	187,65	12,03	182,52	6,90
14.14.			<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																	
	120,15		118,43	0,00	114,99	0,00	111,54	0,00	108,10	0,00	104,66	0,00	101,21	0,00	97,77	0,00	94,33	0,00	90,88	0,00
14.15.			<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																	
	109,83		108,48	0,00	105,78	0,00	103,09	0,00	100,39	0,00	97,69	0,00	95,00	0,00	92,30	0,00	89,60	0,00	86,91	0,00
14.16.			<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
	232,40	149,64	135,81	0,00	121,99	0,00	108,17	0,00	94,36	0,00	80,57	0,00	66,81	0,00	53,10	0,00	39,49	0,00	26,19	0,00
14.17.			<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци</i>																	
	400,97	362,73	333,56	157,94	304,47	128,85	275,50	99,88	246,69	71,07	218,10	42,48	189,88	14,26	162,24	0,00	135,63	0,00	111,09	0,00

Таблица № 2:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%			
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
14.1.			<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
	267,07	276,54	272,23	96,61	267,93	92,31	263,62	88,00	259,31	83,69	255,01	79,39	250,70	75,08	246,39	70,77	242,08	66,46		

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
14.2.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл</i>																	
	287,30	295,72	290,38	114,76	285,04	109,42	279,70	104,08	274,36	98,74	269,02	93,40	263,67	88,05	258,33	82,71	252,99	77,37
14.3.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури</i>																	
	192,29	197,32	195,06	19,44	192,79	17,17	190,53	14,91	188,27	12,65	186,01	10,39	183,74	8,12	181,48	5,86	179,22	3,60
14.4.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури</i>																	
	182,86	187,55	185,30	9,68	183,04	7,42	180,79	5,17	178,53	2,91	176,28	0,66	174,03	0,00	171,77	0,00	169,52	0,00
14.5.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	472,63	479,49	472,21	296,59	464,92	289,30	457,64	282,02	450,36	274,74	443,08	267,46	435,79	260,17	428,51	252,89	421,23	245,61
14.6.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	452,14	460,19	453,77	278,15	447,34	271,72	440,92	265,30	434,49	258,87	428,07	252,45	421,65	246,03	415,22	239,60	408,80	233,18
14.7.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	402,66	410,09	404,52	228,90	398,95	223,33	393,38	217,76	387,81	212,19	382,25	206,63	376,68	201,06	371,11	195,49	365,54	189,92
14.8.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия</i>																	
	465,79	473,56	466,52	290,90	459,48	283,86	452,45	276,83	445,41	269,79	438,37	262,75	431,33	255,71	424,29	248,67	417,26	241,64
14.9.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл</i>																	
	367,88	371,80	364,01	188,39	356,21	180,59	348,42	172,80	340,63	165,01	332,84	157,22	325,04	149,42	317,25	141,63	309,46	133,84
14.10.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл</i>																	
	357,98	361,87	354,21	178,59	346,54	170,92	338,88	163,26	331,21	155,59	323,55	147,93	315,89	140,27	308,22	132,60	300,56	124,94
14.11.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл</i>																	
	391,06	394,55	385,38	209,76	376,21	200,59	367,05	191,43	357,88	182,26	348,71	173,09	339,54	163,92	330,37	154,75	321,21	145,59

15. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-29 от 29.08.2012 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-28 от 29.08.2012 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
		процент на безвъзмездното финансиране																	
		до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
		Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
15.1.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади</i>																		
	206,34	202,40	60,91	194,51	53,02	186,61	45,12	178,72	37,23	170,83	29,34	162,93	21,44	155,04	13,55	147,15	5,66	139,25	0,00
15.2.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																		
	171,37	168,21	26,72	161,89	20,40	155,57	14,08	149,25	7,76	142,93	1,44	136,61	0,00	130,29	0,00	123,97	0,00	117,65	0,00
15.3.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>																		
	169,85	166,73	25,24	160,48	18,99	154,22	12,73	147,97	6,48	141,72	0,23	135,47	0,00	129,22	0,00	122,96	0,00	116,71	0,00

16. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-20 от 28.06.2013 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																
			процент на безвъзмездното финансиране																
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%		
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
16.1.	<i>Нисконапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																		
	193,38		183,77	0,00	174,17	0,00	164,56	0,00	154,96	0,00	145,35	0,00	135,74	0,00	126,14	0,00	116,53	0,00	
16.2.	<i>Нисконапорни руслови ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 15 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																		
	242,30		230,21	45,51	218,11	33,41	206,02	21,32	193,92	9,22	181,83	0,00	169,73	0,00	157,64	0,00	145,54	0,00	
16.3.	<i>Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																		
	162,71		154,82	0,00	146,94	0,00	139,05	0,00	131,17	0,00	123,28	0,00	115,39	0,00	107,51	0,00	99,62	0,00	
16.4.	<i>Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																		
	156,04		148,53	0,00	141,02	0,00	133,50	0,00	125,99	0,00	118,48	0,00	110,97	0,00	103,46	0,00	95,94	0,00	
16.5.	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW</i>																		
	229,35		217,73	33,03	206,10	21,40	194,48	9,78	182,85	0,00	171,23	0,00	159,61	0,00	147,98	0,00	136,36	0,00	

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
16.6.			<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>															
	98,15		93,60	0,00	89,06	0,00	84,51	0,00	79,97	0,00	75,42	0,00	70,87	0,00	66,33	0,00	61,78	0,00
16.7.			<i>Вятърни електрически централи с инсталирана мощност до 1 000 kW</i>															
	151,39		146,91	0,00	142,42	0,00	137,94	0,00	133,45	0,00	128,97	0,00	124,48	0,00	120,00	0,00	115,51	0,00
16.8.			<i>Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 000 kW</i>															
	122,50		118,83	0,00	115,16	0,00	111,49	0,00	107,82	0,00	104,16	0,00	100,49	0,00	96,82	0,00	93,15	0,00
16.9.			<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>															
	105,16		102,74	0,00	100,32	0,00	97,90	0,00	95,48	0,00	93,06	0,00	90,63	0,00	88,21	0,00	85,79	0,00
16.10.			<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади</i>															
	196,58		188,63	47,14	180,68	39,19	172,72	31,23	164,77	23,28	156,82	15,33	148,87	7,38	140,92	0,00	132,96	0,00
16.11.			<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>															
	176,29		169,18	27,69	162,06	20,57	154,95	13,46	147,84	6,35	140,73	0,00	133,61	0,00	126,50	0,00	119,39	0,00
16.12.			<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>															
	160,20		153,84	12,35	147,47	5,98	141,11	0,00	134,74	0,00	128,38	0,00	122,02	0,00	115,65	0,00	109,29	0,00
16.13.			<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>															
	206,32		201,44	25,82	196,57	20,95	191,69	16,07	186,82	11,20	181,94	6,32	177,06	1,44	172,19	0,00	167,31	0,00
16.14.			<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>															
	249,66	211,58	198,67	23,05	185,89	10,27	173,27	0,00	160,86	0,00	148,74	0,00	136,99	0,00	125,77	0,00	115,29	0,00
16.15.			<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>															
	277,39	312,74	299,61	123,99	286,66	111,04	273,93	98,31	261,46	85,84	249,30	73,68	237,50	61,88	226,16	50,54	215,37	39,75
16.16.			<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>															
	221,71	138,43	125,72	0,00	113,02	0,00	100,33	0,00	87,64	0,00	74,97	0,00	62,33	0,00	49,74	0,00	37,25	0,00

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
16.17.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	447,43	632,32	609,75	434,13	587,35	411,73	565,14	389,52	543,16	367,54	521,43	345,81	500,01	324,39	478,93	303,31	458,26	282,64
16.18.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	453,12	608,08	584,58	408,96	561,29	385,67	538,22	362,60	515,43	339,81	492,95	317,33	470,83	295,21	449,16	273,54	428,00	252,38
16.19.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от пречистване на гори, горско поддръжане и други дървесни отпадъци</i>																	
	387,04	405,06	377,94	202,32	350,97	175,35	324,20	148,58	297,69	122,07	271,53	95,91	245,86	70,24	220,89	45,27	196,95	21,33
16.20.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури</i>																	
	176,96		174,33	0,00	171,70	0,00	169,07	0,00	166,44	0,00	163,81	0,00	161,18	0,00	158,55	0,00	155,92	0,00
16.21.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури</i>																	
	164,48		161,85	0,00	159,22	0,00	156,58	0,00	153,95	0,00	151,32	0,00	148,69	0,00	146,06	0,00	143,42	0,00
16.22.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	434,13		427,88	252,26	421,62	246,00	415,37	239,75	409,11	233,49	402,86	227,24	396,61	220,99	390,35	214,73	384,10	208,48
16.23.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	387,53		381,92	206,30	376,31	200,69	370,70	195,08	365,09	189,47	359,48	183,86	353,86	178,24	348,25	172,63	342,64	167,02
16.24.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																	
	213,90		208,69	33,07	203,47	27,85	198,26	22,64	193,05	17,43	187,84	12,22	182,62	7,00	177,41	1,79	172,20	0,00
16.25.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																	
	105,15		101,55	0,00	97,94	0,00	94,34	0,00	90,74	0,00	87,14	0,00	83,53	0,00	79,93	0,00	76,33	0,00
16.26.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																	
	89,16		86,30	0,00	83,43	0,00	80,57	0,00	77,71	0,00	74,85	0,00	71,98	0,00	69,12	0,00	66,26	0,00
16.27.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от пречистване на гори, горско поддръжане и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство</i>																	
	349,32		342,37	166,75	335,43	159,81	328,48	152,86	321,53	145,91	314,59	138,97	307,64	132,02	300,69	125,07	293,74	118,12
16.28.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от пречистване на гори, горско поддръжане и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство</i>																	
	337,44		330,10	154,48	322,75	147,13	315,41	139,79	308,06	132,44	300,72	125,10	293,37	117,75	286,03	110,41	278,68	103,06
16.29.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от пречистване на гори, горско поддръжане и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство</i>																	
	373,76		365,56	189,94	357,37	181,75	349,17	173,55	340,97	165,35	332,78	157,16	324,58	148,96	316,38	140,76	308,18	132,56

17. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-14 от 01.07.2014 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
17.1.	<i>Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	189,31		184,60	0,00	175,20	0,00	165,80	0,00	156,39	0,00	146,99	0,00	137,59	0,00	128,18	0,00	118,78	0,00	109,38	0,00
17.2.	<i>Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	236,92		231,00	46,30	219,17	34,47	207,35	22,65	195,52	10,82	183,69	0,00	171,87	0,00	160,04	0,00	148,22	0,00	136,39	0,00
17.3.	<i>Средонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	159,14		155,28	0,00	147,57	0,00	139,86	0,00	132,14	0,00	124,43	0,00	116,72	0,00	109,00	0,00	101,29	0,00	93,58	0,00
17.4.	<i>Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	152,36		148,69	0,00	141,36	0,00	134,02	0,00	126,69	0,00	119,35	0,00	112,02	0,00	104,68	0,00	97,35	0,00	90,01	0,00
17.5.	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW</i>																			
	224,37		218,68	33,98	207,31	22,61	195,94	11,24	184,57	0,00	173,20	0,00	161,82	0,00	150,45	0,00	139,08	0,00	127,71	0,00
17.6.	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																			
	93,69		91,52	0,00	87,18	0,00	82,84	0,00	78,50	0,00	74,16	0,00	69,82	0,00	65,48	0,00	61,14	0,00	56,80	0,00
17.7.	<i>ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW</i>																			
	116,98		115,26	0,00	111,80	0,00	108,33	0,00	104,86	0,00	101,40	0,00	97,93	0,00	94,47	0,00	91,00	0,00	87,53	0,00
17.8.	<i>ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW</i>																			
	95,55		93,52	0,00	90,66	0,00	87,80	0,00	84,94	0,00	82,08	0,00	79,21	0,00	76,35	0,00	73,49	0,00	70,63	0,00
17.9.	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																			
	83,16		82,21	0,00	80,29	0,00	78,38	0,00	76,47	0,00	74,55	0,00	72,64	0,00	70,72	0,00	68,81	0,00	66,90	0,00

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
17.10.	<i>Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии</i>																			
	144,68		130,21	0,00	115,75	0,00	101,28	0,00	86,81	0,00	72,34	0,00	57,87	0,00	43,40	0,00	28,94	0,00	14,47	0,00
17.11.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																			
	134,03		131,34	0,00	125,93	0,00	120,52	0,00	115,12	0,00	109,71	0,00	104,30	0,00	98,89	0,00	93,48	0,00	88,08	0,00
17.12.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>																			
	131,36		128,77	0,00	123,56	0,00	118,34	0,00	113,12	0,00	107,90	0,00	102,68	0,00	97,46	0,00	92,24	0,00	87,02	0,00
17.13.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																			
	213,90		211,29	35,67	206,08	30,46	200,87	25,25	195,66	20,04	190,44	14,82	185,23	9,61	180,02	4,40	174,81	0,00	169,60	0,00
17.14.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																			
	206,32		203,88	28,26	199,01	23,39	194,13	18,51	189,25	13,63	184,38	8,76	179,50	3,88	174,63	0,00	169,75	0,00	164,87	0,00
17.15.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																			
	105,15		103,35	0,00	99,75	0,00	96,14	0,00	92,54	0,00	88,94	0,00	85,33	0,00	81,73	0,00	78,13	0,00	74,52	0,00
17.16.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																			
	89,16		87,72	0,00	84,86	0,00	81,99	0,00	79,13	0,00	76,27	0,00	73,40	0,00	70,54	0,00	67,68	0,00	64,81	0,00
17.17.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																			
	250,82		248,72	73,10	244,52	68,90	240,32	64,70	236,12	60,50	231,92	56,30	227,72	52,10	223,52	47,90	219,32	43,70	215,12	39,50
17.18.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство</i>																			
	278,48		275,86	100,24	270,61	94,99	265,37	89,75	260,12	84,50	254,87	79,25	249,63	74,01	244,38	68,76	239,13	63,51	233,89	58,27

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
17.19.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																			
	222,80		220,84	45,22	216,94	41,32	213,03	37,41	209,12	33,50	205,22	29,60	201,31	25,69	197,41	21,79	193,50	17,88	189,59	13,97
17.20.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури</i>																			
	176,96		175,64	0,02	173,01	0,00	170,38	0,00	167,75	0,00	165,12	0,00	162,50	0,00	159,87	0,00	157,24	0,00	154,61	0,00
17.21.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури</i>																			
	164,48		163,17	0,00	160,54	0,00	157,90	0,00	155,27	0,00	152,64	0,00	150,01	0,00	147,38	0,00	144,74	0,00	142,11	0,00
17.22.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																			
	453,12		448,88	273,26	440,41	264,79	431,94	256,32	423,48	247,86	415,01	239,39	406,54	230,92	398,07	222,45	389,60	213,98	381,14	205,52
17.23.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																			
	434,13		431,00	255,38	424,75	249,13	418,49	242,87	412,24	236,62	405,99	230,37	399,73	224,11	393,48	217,86	387,23	211,61	380,97	205,35
17.24.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 1 500 kW до 5 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																			
	387,53	563,82	544,91	369,29	526,12	350,50	507,46	331,84	488,94	313,32	470,60	294,98	452,45	276,83	434,52	258,90	416,85	241,23	399,49	223,87
17.25.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																			
	447,43	623,08	600,32	424,70	577,72	402,10	555,30	379,68	533,08	357,46	511,10	335,48	489,39	313,77	468,00	292,38	446,99	271,37	426,42	250,80
17.26.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получено от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство</i>																			
	350,22		346,75	171,13	339,80	164,18	332,85	157,23	325,91	150,29	318,96	143,34	312,01	136,39	305,06	129,44	298,12	122,50	291,17	115,55
17.27.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци</i>																			
	387,94	362,66	335,14	159,52	307,71	132,09	280,41	104,79	253,27	77,65	226,37	50,75	199,81	24,19	173,79	0,00	148,65	0,00	125,10	0,00

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 30.06.2024 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
17.28.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство</i>																			
	338,34		334,67	159,05	327,32	151,70	319,98	144,36	312,63	137,01	305,29	129,67	297,94	122,32	290,60	114,98	283,25	107,63	275,91	100,29
17.29.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство</i>																			
	374,66		371,16	195,54	362,96	187,34	354,77	179,15	346,57	170,95	338,37	162,75	330,17	154,55	321,97	146,35	313,78	138,16	305,58	129,96
17.30.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци, с комбинирано производство</i>																			
	389,60		385,64	210,02	377,74	202,12	369,83	194,21	361,93	186,31	354,03	178,41	346,12	170,50	338,22	162,60	330,31	154,69	322,41	146,79

В заседанието по **точка първа** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Александър Йорданов и Благой Голубарев.

Решението е взето с **три гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов – за, Благой Голубарев - за), от които **два гласа** (Александър Йорданов, Благой Голубарев) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията, като разгледа заявления за утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на преференциални цени и премии за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с вх. № Е-14-01-4 от 01.04.2024 г. от „Топлофикация София“ ЕАД, с вх. № Е-14-49-4 от 29.03.2024 г. от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, с вх. № Е-14-04-2 от 29.03.2024 г. от „Топлофикация - Плевен“ АД, с вх. № Е-14-13-3 от 01.04.2024 г. от „Топлофикация –Бургас“ АД, с вх. № Е-14-53-2 от 01.04.2024 г. от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, с вх. № Е-14-06-2 от 01.04.2024 г. от „Топлофикация-Враца“ ЕАД, с вх. № Е-14-05-3 от 29.03.2024 г. от „Топлофикация-ВТ“ АД, с вх. № Е-14-16-2 от 02.04.2024 г. от „Топлофикация-Разград“ АД, с вх. № Е-14-56-1 от 09.04.2024 г. от „Юлико-Евротрейд“ ЕООД, с вх. № Е-14-09-6 от 01.04.2024 г. от „Топлофикация Русе“ АД, с вх. № Е-14-03-2 от 29.03.2024 г. от „Топлофикация-Перник“ АД, с вх. № Е-14-07-2 от 29.03.2024 г. от „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, с вх. № Е-14-24-5 от 28.03.2024 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, с вх. № Е-14-68-2 от 16.04.2024 г. от „Когрийн“ ООД, с вх. № Е-14-81-1 от 01.04.2024 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“, с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2024 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, с вх. № Е-14-73-1 от 01.04.2024 г. от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“, с вх. № Е-14-76-1 от 02.04.2024 г. от „Инертстрой-Калето“ АД, с вх. № Е-14-58-1 от 19.04.2024 г. от „Алт Ко“ ЕООД, с вх. № Е-14-59-2 от 01.04.2024 г. от ЧЗП „Румяна Величкова“, с вх. № Е-14-31-2 от 29.03.2024 г. от „Брикел“ ЕАД, с вх. № Е-ЗСК-22 от 02.04.2024 г. и с вх. № Е-14-78-2 от 17.04.2024 г. от „Солвей Соди“ АД, с вх. № Е-14-55-3 от 01.04.2024 г. от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, с вх. № Е-14-61-1 от 02.04.2024 г. от „Декотекс“ АД, с вх. № Е-12-00-174 от 10.04.2024 г. от „Енергиен Център Зебра“ ЕООД, с вх. № Е-14-63-1 от 15.04.2024 г. от „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД, с вх. № Е-14-69-1 от 29.03.2024 г. от „Овердрайв“ АД, с вх. № Е-13-308-1 от 25.04.2024 г. от „Нова Пауър“ ЕООД, с вх. № Е-14-74-1 от 28.03.2024 г. от „Оранжерии-Петров дол“ ООД, с вх. № Е-14-33-2 от 29.03.2024 г. от „ТЕЦ - Бобов дол“ АД; с вх. №Е-14-71-3 от 29.05.2024 г. от „Топлофикация Петрич“ ЕАД, доклад с вх. № Е-Дк-696 от 30.05.2024 г. и събраните данни и доказателства при проведените на 11.06.2024 г. открито заседание и на 13.06.2024 г. обществено обсъждане, установи следното:

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) КЕВР осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. Разпоредбите на чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4 от ЗЕ определят, че на регулиране от Комисията подлежат цените, по които производителите продават топлинна енергия на топлопреносното предприятие и на пряко присъединени клиенти и по които топлопреносното предприятие продава топлинна енергия на клиенти. Съгласно чл. 33, ал. 1 от ЗЕ Комисията определя преференциални цени за продажба на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по чл. 162, ал. 1

от ЗЕ, а именно за производители с обекти с обща инсталирана електрическа мощност, по-малка от 500 kW, присъединени към съответната мрежа.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от ЗЕ Комисията определя ежегодно премии 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. По силата чл. 33а, ал. 2 от ЗЕ премиите се определят като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин. За тези производители съгласно чл. 33, ал. 2 от ЗЕ, Комисията определя преференциални цени, във връзка с определяне на премията.

В контекста на чл. 33а от ЗЕ 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, 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, определена от Комисията по методика за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водоелектрически централи, с инсталирана мощност до 10 MW, от биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централите с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по чл. 33, ал. 1 и 2 от ЗЕ, се определя по начина, посочен в ал. 3 на чл. 33 от ЗЕ, а именно на база индивидуалните разходи за производство съгласно Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

Цените, които подлежат на регулиране, се образуват от енергийните предприятия съобразно изискванията на ЗЕ, наредбите по приложението му и указанията, дадени от Комисията относно образуването на цените.

Основните принципи на ценово регулиране са заложи в ЗЕ, а методите за регулиране на цените, правилата за тяхното образуване или определяне и изменение, редът за предоставяне на информация, внасяне на предложенията за цените и утвърждаването на цените, редът за определяне на премиите, методиката за определяне на прогнозната пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник се определят с наредби за електрическата енергия и топлинната енергия.

С решение по Протокол № 28 от 21.02.2012 г. Комисията е приела прилагането на метод „норма на възвръщаемост на капитала“ за дружествата от сектор „Топлоенергетика“. В тази връзка на основание чл. 36, ал. 1, изр. второ от ЗЕ с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР са приети Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“ (Указания-НВ).

Правилата на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ се съдържат в ЗЕ, Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ) и НРЦЕЕ.

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

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

След извършен регулаторен преглед, Комисията с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., считано от 01.07.2023 г., е утвърдила пределни цени на топлинната енергия и е определила преференциални цени и премии на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ на **31 дружества** от сектор „Топлоенергетика“.

С писмо с вх. № Е-14-79-4 от 09.04.2024 г. „Коген Загоре“ ЕООД е уведомило Комисията, че за регулаторния период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. не е необходимо Комисията да утвърждава цена на топлинната енергия на дружеството, с оглед на това, че през изминалия регулаторен период дружеството не е имало производство.

С писмо с вх. № Е-15-57-14 от 09.04.2024 г. „Овергаз Мрежи“ АД е уведомило Комисията, че през месец август 2020 г. дейността на ЛОЦ „Овча Купел“, собственост на дружеството е прекратена, за което Комисията е уведомена с писмо от 06.04.2021 г. С оглед на това, „Овергаз Мрежи“ АД заявява, че е отпаднало задължението на дружеството за подаване на заявления за утвърждаване на цени за топлинна и електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство.

С писмо с вх. № Е-14-65-1 от 09.04.2024 г. „Многопрофилна болница за активно лечение-Търговище“ АД е уведомило Комисията, че поради авария на инсталацията за комбинирано производство и невъзможност да бъде ремонтирана предстои процедура по нейното бракуване и извеждане от експлоатация. С оглед на това, за новия регулаторен период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. дружеството няма да подава заявление за утвърждаване на цени на електрическа и/или топлинна енергия.

Във връзка с подадените в КЕВР заявления за утвърждаване на цени на енергия от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ със Заповед № З-Е-83 от 02.04.2024 г., изменена със заповед № З-Е-89 от 03.04.2024 г. на Председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши преглед на заявленията и приложенията към тях за съответствие с изискванията на НРЦТЕ и НРЦЕЕ, както и на допълнително представена информация във връзка с регулаторния преглед.

Основните цели на регулаторния преглед са свързани с установяване на фактическите технико-икономически и финансови резултати на дружествата, като изходна предпоставка за утвърждаване на прогнозните данни за новия регулаторен период. Индивидуалните констатации относно прегледа на отчетните технико-икономически и финансови резултати са представени в синтезиран вид за всяко от дружествата, което е подало заявление в КЕВР.

Индивидуалните констатации след анализите на подадените заявления са показани в синтезиран вид за всяко от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ в Доклад с вх. № Е-Дк-696 от 30.05.2024 г. (Доклада), приет от КЕВР с решение по Протокол № 160 от 04.06.2024 г., т. 2 и публикуван на интернет страницата на Комисията.

Анализ на финансовото състояние на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ за 2023 г. въз основа на годишните финансови отчети, представени в КЕВР:

I. Финансови резултати и изводи от дейността на дружествата с топлинен товар за битови нужди през 2023 г.

1. „Топлофикация София“ ЕАД

Съгласно представения от „Топлофикация София“ ЕАД неаудитиран годишен финансов отчет за 2023 г., текущият финансов резултат е **загуба** в размер на 87 290 хил. лв., при отчетена **загуба** от 352 544 хил. лв. за предходната година.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2023 г. бележат ръст спрямо предходната година с 8,88%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 21,23%.**

След направен анализ на финансовото състояние на „Топлофикация София“ ЕАД се установява, че собственият капитал на дружеството бележи ръст с 6,07% спрямо предходната година. Увеличение се отчита при активите с 6,56%, както и при краткосрочни задължения – с 25,91%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват влошаване на общата ликвидност, подобряване на финансовата автономност на дружеството, както и на рентабилността на приходите от продажби.

2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г., общият всеобхватен доход на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е положителна стойност в размер на 2 352 хил. лв., формиран от **печалба** в размер на 2 487 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 135 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е отрицателна величина в размер на 29 837 хил. лв., формиран от **загуба** в размер на 29 818 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 19 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия и други приходи, свързани с продажбата на електрическа енергия за 2023 г., намаляват спрямо предходната година с 12,00%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 16,27% спрямо предходната година.**

От направения анализ на финансовото състояние към 31.12.2023 г. е видно, че размерът на собствения капитал бележи ръст с 7,78% спрямо предходната година. Не се наблюдават съществени изменения при текущите и нетекущи задължения, както и в стойността на активите. Отчита се подобрене във финансовата автономност на дружеството, както и в показателя за рентабилност на приходите от продажби.

3. „Топлофикация - Плевен“ АД

Съгласно представения от „Топлофикация-Плевен“ АД неаудитиран годишен финансов отчет за 2023 г., текущият финансов резултат е **печалба** в размер на 5 030 хил. лв., при отчетена **загуба** от 6 782 хил. лв. за предходната година.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2023 г. намаляват незначително спрямо предходната година - с 0,19%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 15,68% спрямо 2022 г.**

След направен анализ на финансовото състояние на „Топлофикация-Плевен“ АД се установява, че собственият капитал на дружеството бележи ръст с 14,89% спрямо предходната година. Увеличение се отчита при дълготрайните активи с 43,49%, както и при

текущите и нетекущи задължения – с 24,58%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват нарастване на финансовата задлъжнялост на дружеството спрямо предходната година, както и влошаване на общата ликвидност.

4. „Топлофикация Русе“ АД

Съгласно представения от „Топлофикация Русе“ АД одитиран годишен финансов отчет (индивидуален) за 2023 г. общият всеобхватен доход е отрицателна стойност (*загуба*) в размер на 41 722 хил. лв., при отчетена печалба от 14 410 хил. лв. за предходната година.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2023 г. се увеличават спрямо предходната година с 25,35%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност бележат ръст с 72,69%.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че размерът на собствения капитал през 2023 г. намалява с 65,66% спрямо 2022 г., поради отчетена загуба за текущата година. В тази връзка, при отчетено нарастване на текущите и нетекущи задължения и при намаляване на стойността на активите, дружеството отчита нарастване на дълга и намаляване на общата ликвидност.

5. „Топлофикация - Перник“ АД

След преглед на представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г. на „Топлофикация - Перник“ АД се установява, че дружеството отчита печалба от оперативна дейност в размер на 8 334 хил. лв., като нетният всеобхватен доход за годината, е *печалба* в размер на 1 940 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е отрицателна стойност (*загуба*) в размер на 4 069 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, е видно, че:

- **Нетните приходи от продажби през 2023 г. бележат ръст спрямо предходната година с 39,22%;**

- **Разходите от оперативната дейност нарастват с 27,19% спрямо 2022 г.**

От направения анализ на финансовото състояние на „Топлофикация Перник“ АД е видно, че собственият капитал на дружеството бележи ръст с 2,46% спрямо предходната година. Увеличение се отчита и при краткотрайните активи с 49,72%, както и при текущите задължения с 53,27%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват нарастване на финансовата задлъжнялост на дружеството спрямо предходната година. От друга страна се наблюдава по-висока рентабилност на приходите от продажби, както и по-добра обща ликвидност, което е индикатор за подобряване доходността на предприятието и за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

6. „Топлофикация-Враца“ ЕАД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г., „Топлофикация-Враца“ ЕАД отчита *печалба* в размер на 7 907 хил. лв., спрямо отчетена *загуба* през 2022 г. в размер на 3 607 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби през 2023 г. бележат ръст спрямо предходната година с 23,51%;**

- **Разходите от оперативната дейност намаляват с 31,84% спрямо предходната година.**

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за финансовото състояние за 2023 г., е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с 393,38% спрямо предходната година. Стойността на активите през отчетната година нараства с 3,24% спрямо 2022 г., основно поради увеличение на текущите вземания. Също така се отчита намаление при текущите и нетекущи задължения на дружеството.

Направеният анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показва подобряване на финансовата автономност на дружеството и по-добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

7. „Топлофикация - ВТ” АД

След преглед на представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г. на „Топлофикация - ВТ” АД се установява, че дружеството отчита *загуба* в размер на 1 631 хил. лв., при *загуба* за 2022 г. от 165 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на електрическа и топлинна енергия бележат ръст през 2023 г., спрямо 2022 г. с 58,17%;**

- **Общите разходи от оперативна дейност се увеличават през 2023 г., спрямо 2022 г. с 4,63%.**

От направения анализ на финансовото състояние на „Топлофикация - ВТ” АД е видно, че собственият капитал на дружеството намалява с 11,85% спрямо предходната година, поради отчетен отрицателен финансов резултат. Увеличение се отчита при активите с 1,65%, както и при задълженията, които нарастват с 3,99%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват влошаване на общата ликвидност спрямо предходната година, както и на финансовата автономност на дружеството.

8. „Топлофикация - Бургас” АД

Дружеството е представило одитиран годишен финансов отчет за 2023 г., от който е видно, че общият всеобхватен доход за отчетната година е положителна стойност в размер на 5 851 хил. лв., формиран от *печалба* след данъци и такси в размер на 5 299 хил. лв. и друг всеобхватен доход *печалба* в размер на 552 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е отрицателна стойност в размер на 1 632 хил. лв., формиран от *загуба* в размер на 2 149 хил. лв. и друг всеобхватен доход *печалба* в размер на 517 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на продукция за 2023 г. се увеличават спрямо предходната година с 29,14%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 28,77% спрямо 2022 г.**

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за финансовото състояние за 2023 г., е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с 16,64% спрямо предходната година. Също така, стойността на нетекущите активи през отчетната година е по-висока с 9%, поради придобиване на нови дълготрайни активи и извършени инвестиции.

Направеният анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показва подобряване на финансовата автономност на дружеството в резултат на отчетена по-високата стойност на собствения капитал спрямо привлечените средства. Наблюдава се добра обща ликвидност, което е индикатор за

наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

9. „Веолия Енерджи Варна” ЕАД

От представения годишен финансов отчет (неодитиран) за 2023 г. е видно, че „Веолия Енерджи Варна” ЕАД отчита положителен финансов резултат от оперативна дейност (*печалба*) в размер на 1 253 хил. лв., но общият всеобхватен доход за 2023 г. е отрицателна стойност (*загуба*) в размер на 51 хил. лв., главно поради отчетени финансови разходи в размер на 1 285 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е положителна стойност в размер на 969 хил. лв., формиран от *печалба* в размер на 908 хил. лв. и друг всеобхватен доход *печалба* в размер на 61 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 23,82%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2023 г. с 24,27%.**

От направения анализ на финансовото състояние на „Веолия Енерджи Варна” ЕАД е видно, че финансовата автономност на дружеството се подобрява през 2023 г. спрямо предходната година, но се наблюдава намаление на нетния оборотен капитал и незначително влошаване на показателите за ликвидност.

10. „Топлофикация-Разград” АД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г. „Топлофикация - Разград” АД е реализирало *загуба* в размер на 356 хил. лв., при отчетена *печалба* за предходната година в размер на 168 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватния доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 14,99%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 21,66%.**

След анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2023 г. намалява с 11,22% спрямо предходната година. Стойността на нетекущите активи е по-висока с 33,61% спрямо 2022 г., поради придобиване на нови дълготрайни активи. Краткосрочните и дългосрочни задължения на дружеството нарастват с 44,57%. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура, показват влошаване на показателите за ликвидност, както и на показателя за рентабилност на приходите от продажби.

11. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов” ЕАД

След преглед на представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г. на „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД се установява, че дружеството е реализирало *печалба* в размер на 27 хил. лв., при отчетена печалба за предходната година в размер на 4 832 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, е видно, че:

- **Нетните приходи от продажби през 2023 г. бележат ръст спрямо предходната година с 44,42%;**
- **Разходите от оперативната дейност през 2023 г. нарастват с 30,74%, спрямо 2022 г.**

След анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2023 г. е с отрицателна стойност в размер на 2 740 хил. лв., а така също, че краткосрочните и дългосрочни задължения нарастват с 2,86% спрямо предходния период. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура, показват влошаване на общата ликвидност и на финансовата задлъжнялост на дружеството спрямо предходната година.

12. „Юлико - Евротрейд” ЕООД

„Юлико - Евротрейд” ЕООД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2023 г., отчита **печалба** в размер на 85 хил. лв., увеличена спрямо 2022 г. когато е в размер на 31 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2023 г. намаляват спрямо 2022 г. с 21,62%.**

- **Разходите от оперативна дейност намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 22,34%.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с 7% спрямо предходната година, поради отчетена текуща печалба. От друга страна, задълженията намаляват през отчетната година с 14%, като дружеството отчита подобряване на показателите за финансова автономност и ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г.

13. „АЕЦ Козлодуй” ЕАД

Съгласно представения годишен финансов отчет за 2023 г. дружеството отчита **нетна печалба** в размер на 537 052 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е била 729 463 хил. лв.

При направен анализ на данните, съдържащи се в Отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, се установява следното:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за**

2023 г. намаляват спрямо предходната година с 58,09%;

- **Разходите от оперативната дейност бележат спад през 2023 г. с 63,01%, спрямо 2022 г.**

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура към края на 2023 г., може да бъде направен извод, че „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД поддържа висока ликвидност и ниска обща задлъжнялост, както и притежава собствени капиталови източници за финансиране в нови дълготрайни активи.

II. Финансови резултати и изводи от дейността на дружествата с топлинен товар за небитови нужди през 2023 г.

1. „Когрийн“ ООД

Съгласно представения от „Когрийн“ ООД одитиран годишен финансов отчет за 2023 г. е видно, че дружеството отчита **загуба** в размер на 726 хил. лв., която намалява спрямо 2022 г., когато е отчетена загуба в размер на 3 612 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба бележат ръст през 2023 г. с 51,79% спрямо 2022 г.;**

- **Общите разходи от оперативна дейност се увеличават през 2023 г. спрямо 2022 г. със 7,86%, като с най-голям дял са разходите за материали (86%).**

След анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2023 г. е отрицателна величина, в размер на 2 618 хил. лв., като краткосрочните и дългосрочните задължения на дружеството надвишават активите с 30%. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура показват, че дружеството не е в състояние да обезпечи задълженията си със собствен финансов ресурс, както и да придобива нови нетекущи активи.

2. „Алт Ко“ ЕООД

Финансовият резултат на „Алт Ко“ ЕООД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г., е **печалба** в размер на 188 хил. лв., която намалява спрямо 2022 г., когато е в размер на 1 556 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на електрическа енергия намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 15,32%;**
- **Оперативните разходи се увеличават незначително през 2023 г., спрямо 2022 г. с 1,69%.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството намалява с 20% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията нарастват през отчетната година със 126,56%, при намаляване на краткотрайните активи с 6,77%, което води до влошаването на показателите за финансова автономност и ликвидност на дружеството спрямо предходната година.

3. „Солвей Соди“ АД

„Солвей Соди“ АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г., отчита **печалба** в размер на 230 392 хил. лв., при отчетена **печалба** за 2022 г. в размер на 49 720 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Приходите от продажби се увеличават през 2023 г., спрямо 2022 г. с 29,74%;**
- **Себестойността на продажбите също намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 2,53%.**

От направения анализ на финансовото състояние на „Солвей Соди“ АД е видно, че собственият капитал на дружеството бележи ръст с 40,60% спрямо предходната година. Увеличение се отчита при активите с 3,36%, докато текущите и нетекущи задължения намаляват с 55,72%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват подобряване на общата ликвидност, подобряване на финансовата автономност на дружеството, както и на рентабилността на приходите от продажби.

4. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за 2023 г. реализира **печалба** в размер на 860 хил. лв. при отчетена загуба за предходната година в размер на 877 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2023 г. намаляват спрямо 2022 г. с 23,56%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност (без стойността на продадените активи) намаляват през 2023 г. с 27,59% спрямо 2022 г.**

От направения анализ на финансовото състояние, е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с 14,80% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват през отчетната година с 80,24%, при намаляване на краткотрайните активи с 68,72%, което води до подобряване на показателите за финансова задлъжнялост и за обща ликвидност на дружеството спрямо предходната година.

5. „Декотекс“ АД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г., „Декотекс“ АД реализира *печалба* в размер на 888 хил. лв., увеличена спрямо 2022 г., когато е 649 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2023 г. намаляват незначително спрямо 2022 г. с 0,04%.**
- **Общите разходи от оперативната дейност през 2023 г. намаляват спрямо 2022 г. с 4,64%.**

След направен анализ на финансовото състояние се установява, че собственият капитал на дружеството нараства с 2,26% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват с 31,71%, при незначително намаление на активите с 2,26%. Това от своя страна води до подобряване на показателите за финансова автономност и за ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г.

6. ЧЗП „Румяна Величкова”

От представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г. е видно, че ЧЗП „Румяна Величкова” реализира положителен финансов резултат за годината (*печалба*) в размер на 496 хил. лв., при *печалба* от 550 хил. лв. за 2022 г.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на продукция намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 22,60%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 30,30 %.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството нараства незначително с 4,19% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват с 17,55%, като намаление се отчита и при активите - с 4,67%, което води до подобряване на показателите за финансова автономност и за ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г.

7. „Енергиен център Зебра“ ЕООД

„Енергиен център Зебра“ ЕООД, съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2023 г. отчита *загуба* в размер на 73 хил. лв., спрямо отчетена *загуба* за 2022 г. в размер на 35 хил. лв.

Общите приходи през 2023 г. от регулирана дейност са в размер на 43 хил. лв., като общите разходи от оперативната дейност възлизат на 116 хил. лв. Собственият капитал е с

положителна стойност в размер на 1 176 хил. лв. От друга страна, задълженията нарастват през отчетната година, при незначително намаление на активите с 3,06%. Наблюдава се влошаване на показателите за финансова автономност и за ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г.

8. „Инертстрой - Калето“ АД

„Инертстрой - Калето“ АД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2023 г., отчита нетна *печалба* в размер на 1 097 хил. лв. при печалба от 2 933 хил. лв. за 2022 г.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2023 г. намаляват спрямо 2022 г. с 32,35 %;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 26,45 %.**

След направения анализ на финансовото състояние се установява, че собственият капитал на дружеството нараства незначително спрямо предходната година. От друга страна, задълженията нарастват през отчетната година с 244,05%, поради увеличение на задълженията към финансови предприятия. Наблюдава се увеличение в стойността на активите с 52,36%, поради извършени инвестиции. Финансовите изчисления, на база обща балансова структура, показват подобряване на общата ликвидност на дружеството и наличие на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

9. „Оранжерии - Петров дол“ ООД

„Оранжерии - Петров дол“ ООД, съгласно представения неаудитиран годишен финансов отчет за 2023 г., отчита *загуба* в размер на 987 хил. лв. През предходната 2022 г. дружеството е реализирало *печалба* в размер на 1 394 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2023 г. намаляват спрямо 2022 г. с 37,21%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 10,85%.**

След извършен анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2023 г. е отрицателна величина, в размер на 752 хил. лв. От друга страна, задълженията намаляват незначително през отчетната година, но се наблюдава намаление и на стойността на активите с 21,60%, главно поради намаление на вземанията от клиенти. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват влошаване на общата ликвидност, както и на финансовата автономност на дружеството.

10. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД

Съгласно представения одитиран годишен индивидуален финансов отчет за 2023 г., дружеството отчита нетна *печалба* в размер на 12 148 хил. лв., която е намалена спрямо предходната година, когато е 14 596 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби се увеличават през 2023 г. спрямо 2022 г. с 67,73%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват през 2023 г. спрямо 2022 г. със 73,44%.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с 4,53% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват, като дружеството отчита подобряване на показателите за финансова автономност и ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г.

11. „Оранжерии - Гимел II“ ЕООД

„Оранжерии - Гимел II“ ЕООД, съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2023 г., отчита нетна *печалба* в размер на 123 хил. лв., намалена спрямо 2022 г., когато дружеството реализира *печалба* от 1 742 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба намаляват през 2023 г. спрямо 2022 г. с 32,64%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават през 2023 г. спрямо 2022 г. с 20,87%.**

След направен анализ на финансовото състояние се установява, че размерът на собствения капитал на дружеството бележи ръст с 1,0% през 2023 г. спрямо предходната година, докато текущите и нетекущи задължения намаляват с 15,11%. Наблюдава се подобряване на финансовата автономност на дружеството и поддържане на добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрива текущите си задължения.

12. „Оранжерии Гимел“ АД

„Оранжерии Гимел“ АД, съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2023 г., отчита нетна *печалба* в размер на 81 хил. лв. при отчетена *печалба* за предходната година от 629 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба намаляват през 2023 г. спрямо 2022 г. с 29,73%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2023 г. спрямо 2022 г. с 28,33%.**

От направения анализ на финансовото състояние на дружеството се установява нарастване на собствения капитал, намаляване на задълженията с 31,61%, но и намаляване на стойността на активите. Изчислените финансови показатели въз основа на обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват подобряване на финансовата автономност на дружеството, както и по-добра обща ликвидност спрямо предходна година.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2023 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, както следва:

12.1. ТЕЦ Оранжерия 200 дка

Приходите на „ТЕЦ Оранжерия 200 дка“ през 2023 г. са в размер на 7 972 хил. лв. при отчетени 12 174 хил. лв. за предходната година или това е намаление с 34,52%. Намаление се отчита и при общите разходи с 4%. Финансовият резултат от регулираната дейност за 2023 г. е *печалба* в размер на 939 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е 4 790 хил. лв.

12.2. ТЕЦ Оранжерия 500 дка

Приходите на „ТЕЦ Оранжерия 500 дка“ през 2023 г. намаляват на 5 999 хил. лв., спрямо 9 005 хил. лв. за 2022 г. или с 33,38%. Увеличение се отчита при общите разходи с

1%. Финансовият резултат от регулираната дейност за 2023 г. е *печалба* в размер на 497 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е 3 540 хил. лв.

13. „Овердрайв“ АД

Съгласно представения одитиран годишен индивидуален финансов отчет за 2023 г., дружеството отчита *загуба* в размер на 213 хил. лв., която е намалена спрямо предходната година с 20,82%.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба бележат ръст през 2023 г. спрямо 2022 г. с 38,10%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2023 г. спрямо 2022 г. с 34,53%.**

След направен анализ на финансовото състояние се установява, че собственият капитал на дружеството намалява незначително с 2,68% спрямо предходната година. От друга страна, стойността на активите нараства през отчетната година, както и задълженията на дружеството. В тази връзка, изчислените финансови показатели на база обща балансова, показват, че дружеството поддържа добра обща ликвидност и финансова автономност.

14. „Брикел“ ЕАД

Съгласно представения неаудитиран годишен финансов отчет за 2023 г., дружеството отчита *загуба* в размер на 19 419 хил. лв., в т. ч. загуба от оперативна дейност – 12 829 хил. лв. За предходната година дружеството е отчело загуба в размер на 6 045 хил. лв., в т. ч. загуба от оперативна дейност – 1 237 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба бележат ръст през 2023 г. спрямо 2022 г. с 26,14%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват през 2023 г. спрямо 2022 г. с 4,73%.**

След анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2023 г. е отрицателна величина, в размер на 106 599 хил. лв. От друга страна, общите задължения нарастват незначително през отчетната година, като намаление се отчита и при стойността на активите – с 4,31%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват увеличаване на финансовата задължнялост, но поддържане на добра обща ликвидност на дружеството.

Поради непредставяне на годишни финансови отчети за 2023 г., не е извършен анализ на финансовото състояние на следните дружества: „Нова Пауър“ ЕООД и „Димитър Маджаров-2“ ЕООД.

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

След прегледа на представените от дружествата данни и документи за новия ценови период от 01.07.2024 г. при метод на регулиране „*норма на възвръщаемост на капитала*“ в ценообразуващите справки са нанесени съответните корекции при прилагане на следния **общ подход**:

1. Прогнозните условно-постоянни разходи (УПР) на дружествата са формирани при направен детайлен анализ на компонентите, като увеличения, в сравнение с отчетените или утвърдените стойности в цените през изминалия регулаторен период, са допускани само при наличие на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от новата стойност. Взети са предвид и променените обстоятелства в производствената програма през новия ценови период – например драстично занижени режими на производство, в контекста на инсталираните мощности и натоварванията на съоръженията през изминалия ценови период или липса на мотивирана обосновка, както и периоди в годината, през които енергийното производство работи за собствено потребление на клиентите на неговата площадка. Към утвърдените от Комисията разходни позиции на УПР се допуска добавянето на нови само при подробна и аргументирана обосновка за необходимостта от тях и обосновка на конкретната стойност. Корекциите на стойностите от тези предложени от дружествата нови разходни позиции целят и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени. Не се допускат неприсъщи разходи, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции или завишени разходи, вследствие прогнози за аварии и др. С оглед гарантиране на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните дружества и клиентите, цените на топлинната и електрическа енергия следва да отчитат и текущата икономическа ситуация в страната. В тази връзка дружествата следва да прецизират работните процеси и оптимизират всички разходи по дейностите.

1.1. Разходите за амортизации за регулаторни цели са приети на база предоставените от дружествата стойности на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти;

1.2. Относно разходите за ремонти е извършен анализ на планираните и реално извършените ремонтни дейности през 2023 г., както и на възможностите на енергийните предприятия да осигурят финансов и организационен ресурс за изпълнение на предвидените ремонтни дейности. Обосновката на разходите за ремонтни дейности включва детайлизиране на разходите по отделни позиции, основание за ремонта, както и обосновка и доказателства за източниците на финансиране. При доказана необходимост от извършване на основен ремонт, произтичащ от задължителните технически указания на завода-производител при изчерпване на определените часове в редовна експлоатация, разходите се прецизират с оглед недопускане в позицията разходи с инвестиционен характер. Аварийни ремонти, възникнали през изминалия ценови период, могат да се включат в разходните позиции, след анализ на техния характер и доказана стойност чрез разходни документи. Разходите за ремонти в производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия са приети на база предоставените от дружествата прогнозни стойности;

1.3. Разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (осигурителни вноски и социални разходи) са приети на база предоставените от дружествата прогнозни стойности;

1.4. Разходи, възникнали в процеса на участие на балансиращия пазар на електрическа енергия, не са включени в цените. Дружествата следва да оптимизират товаровите графици с цел минимален дисбаланс или компенсирани чрез съответните количества енергия;

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

1.6. Разходите за съдебни производства, в случай че са включени в утвърдените разходи, се коригират с приходите от спечелените съдебни процеси (присъдени юрисконсултски възнаграждения), съобразно представената от дружествата информация;

2. Регулаторната база на активите (РБА) е в съответствие с изискванията на глава втора, раздел II от Указания-НВ.

За всички дружества оборотният капитал е изчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходите за амортизации.

3. Норма на възвръщаемост на капитала (НВ):

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 1 от НРЦТЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

4. Прогнозните количества произведена и продадена електрическа и топлинна енергия са съгласно изискванията на глава трета, раздел I от Указания-НВ и в съответствие с реалните възможности за постигане на ефективни показатели на работа на съоръженията – собствени нужди и специфични разходни норми и други;

5. Количествата на горивото за инсталациите за комбинирано производство са коригирани в съответствие с постигнатата през 2023 г. обща енергийна ефективност на използваното гориво (горива) за производство на електрическа енергия и топлинна енергия. За инсталациите за разделно производство на топлинна енергия корекцията на горивото е направена в съответствие с постигнатата през 2023 г. енергийна ефективност на използваното гориво за производство на топлинна енергия и съответно КПД на водогрейните котли. За целите на ценовото регулиране признатите от Комисията количества горива за новия ценови период не трябва да водят до влошаване на общата, електрическата и топлинната ефективности, изчислени съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г.) за отчетния период, в съответствие с изискването на глава трета, раздел I, т. 10 от Указания-НВ, с изключение на случаите на обоснована от дружеството технологична промяна на режима на производство;

6. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са на база отчетен период, коригирани съобразно производствената, ремонтна и инвестиционна програма, както и развитието на топлопреносните мрежи и реалните стойности на загубите в съответствие с разпоредбите на Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 година относно енергийната ефективност и присъединяването на нови потребители на топлинна енергия. Технологичните разходи по преноса са в съответствие с утвърдената методика от КЕВР, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ. Корекцията на технологичните разходи по преноса се налага с оглед изпълнението на посочената по-горе директива, увеличаването броя на клиентите, присъединени към топлофикационните мрежи и защита на интересите на производителите и потребителите на топлинна енергия. Теплопреносните предприятия не следва да получават икономически изгоди в резултат от неизпълнение на своите задължения за поддръжка на топлопреносните мрежи и намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия;

7. Количеството на електрическата енергия за собствени нужди и трансформация на централите е в съответствие с технологичните разходи за производство на електрическата енергия за собствени нужди и трансформация за конкретния вид инсталация и разпределението им между електрическата и топлинната енергия;

8. За централите, работещи с основно гориво въглища, е направен анализ на икономическата обосновааност на представените от топлоенергийните предприятия прогнозни разходи за покупка на основно гориво на базата на отчетените стойности през 2023 г., периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., включени в цените за изминалия ценови период. За целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи се включват разходи за основно гориво, получени като произведение от цената на въглищата,

съответните разходи за товаро-разтоварни дейности и транспорт, и съответното количество въглища за ценовия период;

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

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

11. Прогнозните разходи за природен газ са формирани, при спазване на изискванията на чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ, на база изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозни цени на природния газ, определени по чл. 24, ал. 5, т. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 1 от НРЦТЕ, и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа.

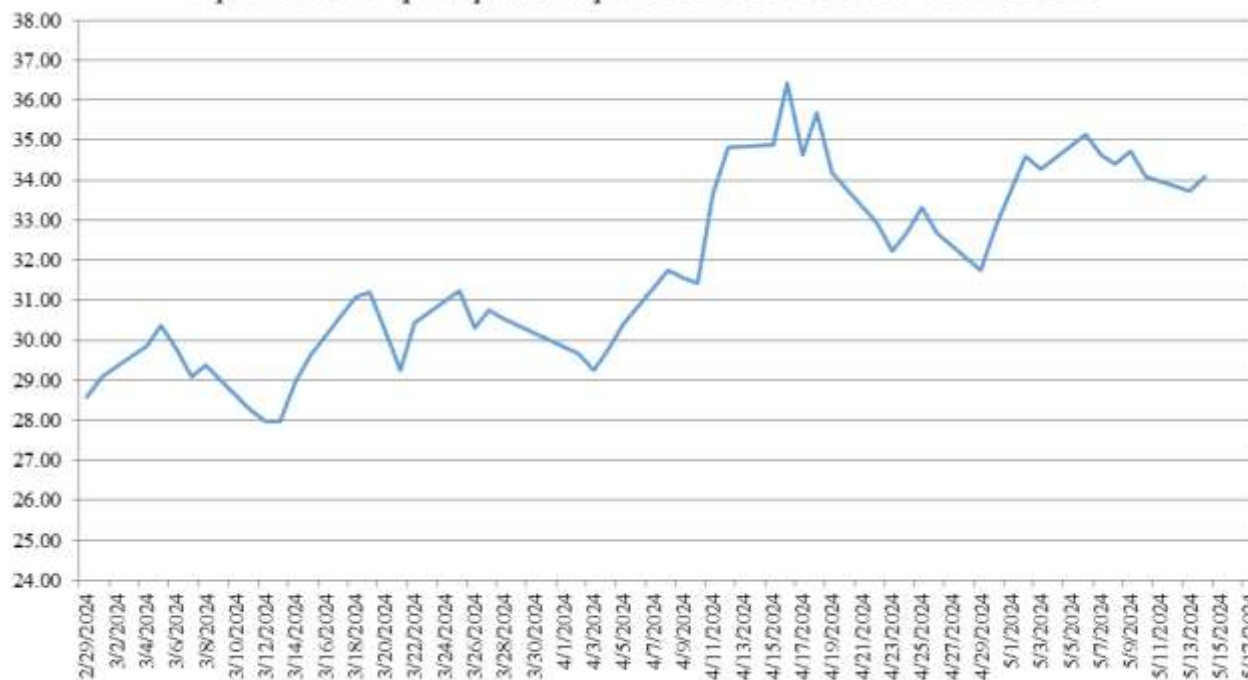
Горното налага първо да бъдат определени прогнозни цени на природния газ за регулаторния/ценовия период в съответствие с чл. 24, ал. 5, т. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 1 от НРЦТЕ, а именно въз основа на прогнозни стойности на ценообразуващите елементи по чл. 11а и чл. 17 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (обн. ДВ, бр. 33 от 2013 г.) на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия. Прогнозирането на цената за съответното тримесечие се извършва при отчитане на цените на фючърсни сделки за съответния газов хъб, предвиден в условията на търговските договори, по които общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, както и на тенденцията за изменение на цените на мазута и газьола, предвидени в условията на тези договори. Предвидено е прогнозната цена на природния газ да се определя за регулаторния/ценовия период и по тримесечия (Q3 2024 и Q4 2024, Q1 2025 и Q2 2025), която е в пряка зависимост от следните фактори:

11.1. Цената на природния газ на европейските борси.

Европейските цени на природния газ отбелязват значителна нестабилност през последните три месеца. Осреднените TTF търгувани фючърси¹⁰ за периода от 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. (съвпадащ с регулаторния период) варират от 27,97 €/MWh до 36,43 €/MWh.

¹⁰ Изчислени като средна стойност на сетълмент цените на TTF фючърси за Q3 2024, Q4 2024, Q1 2025, Q2 2025.

Осреднени TTF фючърси за периода от 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 април. В края на месец април хранилищата в ЕС 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 Украйна, но дори ако 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).

11.2. Геополитически фактори.

Независимо от икономическите фактори все още остава трудно да бъдат определени тенденциите, които ще движат европейския енергиен пазар. Руските доставки през Украйна и Турски поток са увеличени значително през отоплителния сезон 2023/2024. Общите

доставки между октомври 2023 г. и март 2024 г. достигат 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 транзит между Газпром и Украйна изтича в края на тази година, а Украйна няма намерение за удължаването му. Това излага на риск приблизително 5% от общия внос в Европа, въпреки потенциала Русия да увеличи потоците през Турски поток, съответно Балкански поток. Като се има предвид нарастването на LNG доставките през втората половина на тази година и през 2025 г., се очаква европейският пазар да се справи с този риск. Пазарът обаче ще бъде все по-предпазлив относно потенциала за попадане на руските LNG доставки под европейски санкции.

Прогнозните цени за природен газ за предстоящия ценови период са въз основа на данни за фючърсите на природния газ по тримесечия, снети от следния официален сайт на Intercontinental Exchange, Inc.: <https://www.ice.com> за новия регулаторен период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г.

Прогнозните цени по тримесечия, с включени към тях „цена за задължения към обществото“ и компонента за дейността „обществена доставка на природен газ“, са следните:

	Q3/ Трето тримесечие 2024 г.	Q4/ Четвърто тримесечие 2024 г.	Q1/ Първо тримесечие 2025 г.	Q2/ Второ тримесечие 2025 г.	Регулаторен период 01.07.2024 г.- 30.06.2025 г.
Прогнозни цени на природния газ по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ, лв./MWh	58,67	66,50	70,41	58,67	63,56

12. Цената на електрическата енергия без постигнати показатели за високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) е приравнена на определената по-долу прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на **177,70 лв./MWh**.

13. Количествата емисии въглероден диоксид (CO₂), отделяни при производството на електрическа енергия и топлинна енергия, са в съответствие с изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.11. и 20.12. от Указания-НВ, като изчислените емисии са на база прогнозните, утвърдени от Комисията количества горива. В съответствие с т. 20.12. от Указания-НВ разходите за закупуването на емисии въглероден диоксид за топлинна енергия, се определят като от верифицираните количества емисии въглероден диоксид за производство на топлинна енергия се приспадат безплатните квоти за битови клиенти, предвидени във връзка с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) и се умножат по икономически обоснована цена на емисиите. В тази връзка, безплатно разпределените квоти за емисии за инсталациите са снети от Приложение II „Национална таблица за разпределяне за 2021 г. – 2025 г. съгласно член 10а от Директива 2003/87/ЕС“ към Решение на Европейската комисия от 29 юни 2021 година относно даване на указания на централния администратор на Дневника на Европейския съюз за трансакциите да въведе националните таблици за разпределяне на страните от ЕС, което е публично достъпно на официалния уебсайт на Европейския съюз, чрез следния линк: <https://eur-lex.europa.eu/search.html?scope=EURLEX&text=%22%282021%2FC+302%2F01%29%22&lang=bg&type=quick&qid=1684217744809>. При отчитане на драстични разлики в структурата на микса от горива за отчетения период в сравнение с прогнозния такъв, за регулаторни цели се запазва отчетеният микс през базисната година, коригиран пропорционално на прогнозните количества енергия. Въз основа на календар за търговете на Европейската енергийна борса

(European Energy Exchange) за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. е направена симулация на търговете за CO₂ квоти, по месеци, при която е постигната средна цена на CO₂ квоти за целия прогнозен период в размер на **70,00 евро/t CO₂**.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ са извършени при средна цена на CO₂ квоти за периода от 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на **70,95 евро/t**.

Въз основа на верифицирания доклад на съответното дружество за 2023 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво. На база утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление), средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициента на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. е изчислено общото количество отделени емисии от горивните инсталации.

Разходите за закупуване на квоти за емисии въглероден диоксид, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, се определят като реално необходимите количества за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. се умножат по прогнозна средна цена на емисиите от **70,00 евро/t (136,91 лв./t)**.

14. Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ. С измененията и допълненията в НРЦЕЕ и НРЦТЕ, обн. ДВ, бр. 47 от 22.05.2020 г., е въведена възможност за компенсиране на разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии в следващия регулаторен/ценови период, които разлики могат да бъдат разсрочени в няколко следващи периода. По силата на чл. 8, ал. 10 – ал. 12 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ при утвърждаване на цените на топлинната енергия и определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за следващия регулаторен/ценови период, при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, необходимите годишни приходи се коригират с тази разлика по следната формула:

$$Nt = Qg * (\text{Цпг} - \text{Ц}^I)t + Qe * (\text{Цпе} - \text{Ц}^{II})t \pm Pt-1, \text{ където:}$$

Nt е размерът на разликата от предходния регулаторен/ценови период, лв.;

Qg – отчетеното количество природен газ за ценовия период, MWh;

Цпг – индивидуалната прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена по реда на чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ и ал. 8, т. 2, от НРЦТЕ, лв./MWh;

Ц^I – отчетената индивидуална цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена въз основа на отчетените помесечни количества потребен природен газ и постигнатата помесечна цена, като среднопретеглена стойност, към която се добавят отчетените цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, лв./MWh;

Qe – отчетеното количество въглеродни емисии за регулаторния период, тон;

Цпе - прогнозната цена на въглеродните емисии, лв./тон;

Ц^{II} – отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, лв./тон;

P – разликата между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, в резултат на прогнозни количества и разходи, използвани за определяне на Nt-1, лв.;

t – ценовият период.

В случай че постигнатата помесечна цена на природния газ (Цп):

1. е по-висока от утвърдената от Комисията цена за съответния месец, по която общественият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за

производство и пренос на топлинна енергия (Цбг), за изчислението на годишната индивидуална цена за регулаторния/ценовия период се използва утвърдената от Комисията цена на обществения доставчик на природен газ;

2. е по-ниска от утвърдената от комисията цена за съответния месец, по която общественият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия (Цбг), за изчисляването на годишната индивидуална цена за регулаторния/ценовия период се използва цена (Цп¹), изчислена по формулата:

$$\text{Цп}^1 = 0,5 * (\text{Цбг} + \text{Цп}).$$

Корекцията може да бъде разсрочвана изцяло или частично при спазване на принципите по ЗЕ.

В съответствие с горните разпоредби при установени разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии са коригирани необходимите годишни приходи за следващия регулаторен/ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Тези корекции на необходимите годишни приходи, при топлофикационните дружества са отразени при изчисленията на преференциалните цени на електрическата енергия.

15. Разходите за гориво при производството на електрическа енергия в централите с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са разделени между двата продукта чрез коефициенти за ефективност на производството на електрическа енергия за съответната категория производител и вид на инсталираните мощности, които се определят от Комисията за регулаторни цели в съответствие с изискванията на чл. 24, ал. 2 от НРЦЕЕ, глава втора, раздел I, т. 22 и глава трета, раздел III, т. 9 от Указания – НВ.

Съгласно принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, следва да се осигури равнопоставеност по отношение на определения размер на коефициентите за ефективност на производството на електрическа енергия между отделните категории енергийни предприятия. В тази връзка е обосновано определянето им да се извърши по категории/групи на производителите, определени по преобладаващия дял на топлинния товар за битови или небитови нужди, вида на използваното гориво и вида на инсталираните мощности, при спазване на принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, с оглед осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между групите клиенти и създаване на стимули за ефективна дейност на регулираните енергийни предприятия, с отчитане на конкретните разходни особености и нива на цените на топлинната и електрическа енергия.

По критерия „преобладаващ дял на топлинния товар за битови и небитови нужди“, производителите са разделени на две основни групи:

- топлофикационни дружества с преобладаващ топлинен товар за битови нужди за снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти;

- всички други производители в промишлеността, селското стопанство и здравеопазването, които имат топлинен товар изцяло или преобладаващ за небитови нужди.

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

При определяне на цените на топлинната енергия и електрическата енергия, произведена по високоефективен способ от съществено значение е вида на инсталираните мощности, с които се генерират съответните енергии. Предвид обстоятелството, че при комбинираното производство водещ е топлинният товар, производството на електрическа енергия от ВЕКП е пряко зависимо от него. Топлинният товар за всяко дружество има силна

волатилност в съответствие с климатичните особености, промяната на характера на потребление и прилагането на енергоспестяващи мерки от клиентите. Използването на различни инсталации за комбинирано производство (конвенционални и ко-генерационни) обуславя различни стойности на специфичните разходи на условно гориво, респективно различна ефективност и разход на гориво за производството. В съответствие с гореизложеното са определени **приведени коефициенти за ефективност** на производството на електрическа енергия, съгласно т. 9, глава трета, раздел III, от Указания – НВ, както следва:

1. „Топлофикация София“ ЕАД – 0,2760;
2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – 0,3787;
3. „Топлофикация – Плевен“ АД – 0,4180;
4. „Топлофикация – Бургас“ АД – 0,3000;
5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД – 0,4150;
6. „Топлофикация-Враца“ ЕАД – 0,2999;
7. „Топлофикация Разград“ АД – 0,3300;
8. „Юлико Евротрейд“ ЕООД – 0,4000;
9. „Топлофикация-ВТ“ АД – 0,2400;
10. „Топлофикация Русе“ АД – 0,3570;
11. „Топлофикация – Перник“ АД – 0,3000;
12. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД – 0,2800;
13. „Когрийн“ ООД – 0,4900;
14. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 500 дка“ – 0,4200;
15. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 200 дка“ – 0,4310;
16. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД – 0,4200;
17. „Инертстрой – Калето“ АД – 0,4932;
18. „Оранжерии - Петров дол“ ООД – 0,4863;
19. ЧЗП „Румяна Величкова“ – 0,4952;
20. „Алт Ко“ ЕООД – 0,6636;
21. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД – 0,3490;
22. „Брикел“ ЕАД – 0,3060;
23. „Солвей Соди“ АД – 0,1386;
24. „Декотекс“ АД – 0,4952;
25. „Енергиен център Зебра“ ЕООД – 0,5200;
26. „Овердрайв“ АД – 0,6143;
27. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД – 0,6500;
28. „Нова Пауър“ ЕООД – 0,4900;
29. „Топлофикация Петрич“ ЕАД – 0,5963.

16. Прогнозна пазарна цена на електрическата енергия 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 НРЦЕЕ Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на фючърсните и/или форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси, както и на относимите към българския пазар фючърсни сделки на европейска борса.

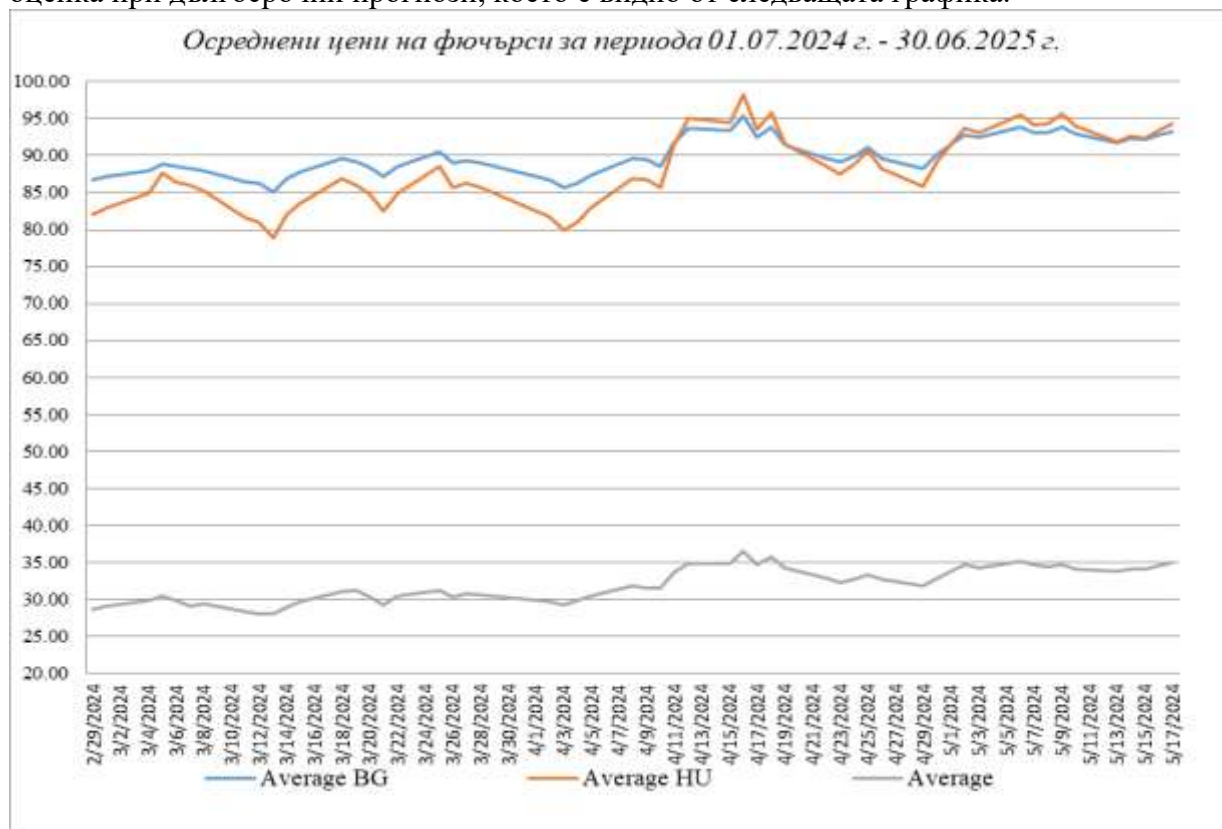
Към настоящия момент не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани 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 фючърсните сделки, които по своята същност са стандартизирани финансови форуърдни сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „Ден напред“.

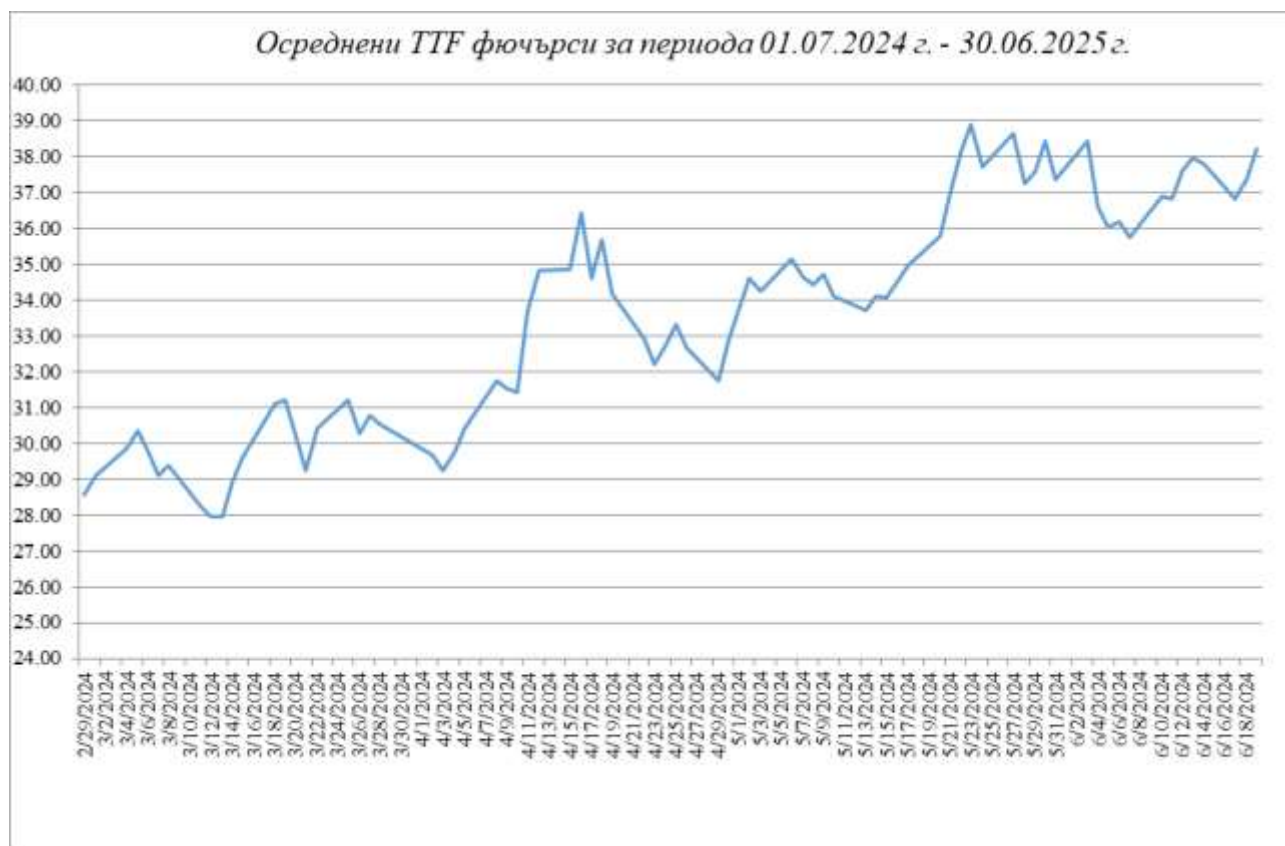
Основните движещи фактори за динамиката на цените на електрическата енергия на европейските, съответно регионалните борси са:

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 фючърси¹¹ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. (съвпадащ с регулаторния период) варираха от 27,97 евро/MWh до 38,89 евро/MWh.



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

¹¹ Изчислени като средна стойност на сетълмент цените на TTF фючърси за Q3 2024, Q4 2024, Q1 2025, Q2 2025.

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 фючърните сделки.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX¹² (European Energy Exchange).

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 93,73 евро/MWh, а за унгарския – от 67,16 евро/MWh до 93,23 евро/MWh, като са представени в следващата графика.



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. След като достигна върховата си стойност на 03.06.2024 г. от 93,73 евро/MWh цената устойчиво намалява. Сравнено обаче със спадовете на европейските борси е видно, че фючърсите за българския пазар за периода 03.06.2024 г. – 24.06.2024 г. намаляват с едва 6,69%, докато за европейските пазари намалението е в диапазона между 13% и 17%. За сравнение по-долу е представено изменението на стойността на Q3 2024 фючърсите за немския пазар. Причините за по-бавното движение на цените надолу са от регионален характер и се очаква скоро да бъдат преодолени, а именно неплановото спиране на един блок на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, което лиши региона от 1000 MW.

¹² <http://www.eex.com>



Не е възможно да се определи категоричен тренд за периода, 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. и значително понижние спрямо тези от месец май 2024 г. и началото на месец юни 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 109,59 евро/MWh, а за унгарския от 84,22 евро/MWh до 109,59 евро/MWh, като са представени в следващата графика.

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. След като достигна върховата си стойност през месец май от 109,59 евро/MWh цената през месец юни устойчиво намалява. Сравнено обаче със спадовете на европейските борси е видно, че движението надолу на фючърсите за българския пазар е по-бавно спрямо тези на европейските борси, причините за които са коментирани по-горе.

Не е възможно да се определи категоричен тренд за периода, 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. и значително понижние спрямо тези от месец май 2024 г. и началото на месец юни 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 119,38 евро/MWh, а за унгарския от 89,85 евро/MWh до 118,13 евро/MWh, като са представени в следващата графика.



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. След като достигна върховата си стойност през месец май от 119,38 евро/MWh цената през месец юни устойчиво намалява. Сравнено обаче със спадовете на европейските борси е видно, че движението надолу на фючърсите за българския пазар е по-бавно спрямо тези на европейските борси, причините за които са коментирани по-горе.

Не е възможно да се определи категоричен тренд за периода, 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. и значително понижение спрямо тези от месец май 2024 г. и началото на месец юни 2024 г. Следва да се има предвид, че първото тримесечие на 2025 г. е много 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 92,00 евро/MWh, а за унгарския от 71,33 евро/MWh до 90,75 евро/MWh, като са представени в следващата графика.



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. След като достигна върховата си стойност през месец май от 98,17 евро/MWh цената през месец юни устойчиво намалява. Сравнено обаче със спадовете на европейските борси е видно, че движението надолу на фючърсите за българския пазар е по-бавно спрямо тези на европейските борси, причините за които са коментирани по-горе. Не е възможно да се определи категоричен тренд за периода, 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. и значително понижение спрямо тези от месец май 2024 г. и началото на месец юни 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 върхови 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 среднопредтеглена 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 среднопредтеглена 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 за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, са както следва:

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация–Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ АД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ АД, „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	Постигнатата среднопредтеглена цена	208,52 лв./MWh
3	Групов коефициент Кс (р.2/р.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 (р.3*р.4)	177,70 лв./MWh

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 33а от ЗЕ, прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 177,70 лв./MWh.

В съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14, ал. 1 от ЗЕ, чл. 30 и чл. 31 от НРЦТЕ и чл. 47 и чл. 48 от НРЦЕЕ на 11.06.2024 г. Комисията е провела открито заседание за разглеждане на Доклада и на 13.06.2024 г. е провела обществено обсъждане на проект на решение за утвърждаване на пределни цени на топлинната енергия и определяне на преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, считано от 01.07.2024 г. Съгласно решение на КЕВР по Протокол № 160 от 04.06.2024 г., т. 2, е осигурена и възможност за дистанционно участие чрез програмата за комуникация Skype.

Предвид горното, с писмо с изх. № Е-14-01-06 от 04.06.2024 г. КЕВР е поканила лицата, представляващи дружествата в сектор „Топлоенергетика“, за присъствено или виртуално участие в откритото заседание чрез програмата за комуникация Skype.

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

Чрез съобщения, публикувани на интернет страницата на Комисията, съгласно решение на КЕВР по Протокол № 170 от 11.06.2024 г., т. 1, Комисията е поканила заинтересованите лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от ЗЕ – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители, за присъствено или дистанционно участие чрез програмата за комуникация Skype в общественото обсъждане.

С писмо с изх. № Е-03-17-28 от 11.06.2024 г. като заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от ЗЕ са поканени: Министерство на енергетиката, Федерация на потребителите в България, БНА „Активни потребители“, Комисия за защита на потребителите.

На общественото обсъждане присъствено участие е взел г-н Ясен Цветанов – гражданин и дистанционно участие, чрез програмата за комуникация Skype, е взел г-н Михаил Ковачев – изпълнителен директор на „Топлофикация-Разград“ АД.

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

В определения срок са постъпили писмени становища и възражения от следните дружества и заинтересовани лица: „Топлофикация София“ ЕАД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация-Плевен“ АД, „Топлофикация – Бургас“ АД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация-Враца“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ АД, „Топлофикация-ВТ“ АД, „Топлофикация-Перник“ АД, „Топлофикация-Разград“ АД, „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, „Брикел“ ЕАД, „ТЕЦ – Бобов Дол“ АД, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, „Инертстрой-Калето“ АД, ЧЗП „Румяна Величкова“, „Топлофикация Петрич“ ЕАД и от г-н Ясен Цветанов.

ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИТЕ НА ТОПЛИННА И ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ПО КОМБИНИРАН НАЧИН И ПРЕМИИ ЗА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“

1. „ТОПЛОФИКАЦИЯ СОФИЯ“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-01-4 от 01.04.2024 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

- **Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 97,78 лв./MWh без ДДС, в т. ч:**
 - 125,08 лв./MWh – цена получена съгласно ценовия модел;
 - - 27,30 лв./MWh - корекция на необходимите приходи по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ;
- **Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 89,24 лв./MWh без ДДС, в т. ч:**
 - 116,55 лв./MWh – цена получена съгласно ценовия модел;
 - - 27,30 лв./MWh - корекция на необходимите приходи по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ;
- **Преференциална цена на електрическата енергия – 426,46 лв./MWh без ДДС, в т.ч.:**
 - 555,48 лв./MWh - преференциална цена на електрическа енергия получена съгласно ценовия модел;
 - 129,02 лв./MWh корекция съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ.

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

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	955,92	703,57	555,48	21,04
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	137,93	137,93	125,08	9,316
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 1 от ЗЕ	133,79	133,79	116,55	12,9

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на природен газ – 674,93 лв./knm³;
- цена на мазут – 466,00 лв./t;
- цена на газьол – 2689,39 лв./t.

„Топлофикация София“ ЕАД е приложило документи, съгласно подробен опис, в т.ч. неаудитиран финансов отчет за 2023 г., като не са приложени справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2023 г.

С писмо с изх. № Е-14-01-4 от 04.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация за получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения и декларация от изпълнителния директор на дружеството, за това, че същите не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия. С писмо с вх. № Е-14-01-4 от 15.04.2024 г. „Топлофикация София“ ЕАД е представило в КЕВР изискваната информация.

„Топлофикация София“ ЕАД е представило следната обосновка:

Производствена програма за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. – произведената електрическа енергия в двете топлоелектрически централи ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „София Изток“ е определена на база очакваната прогнозна продажба на топлинна енергия, отчитайки технологичните разходи и топлинната енергия за собствени нужди. Прогнозното производство на топлинна енергия за всички топлинни източници е прогнозирано на база реални данни от последните години.

Прогнозираното произведено количество топлинна енергия през новия ценови период е определено в размер на 4 647 717 MWh, което е с 6,4% повече от предварителния отчет за настоящия регулаторен период. Отразени са мерките за енергийна ефективност прилагани при крайните потребители и увеличението на броя потребители на дружеството.

Технологични разходи при преноса на топлинната енергия – относителният дял на прогнозните технологични разходи при преноса на топлинна енергия спрямо отпуснатата топлинна енергия е 19,76%. Относителният дял през базовата година е съответно 20,51%. Прогнозните данни са въз основа на статистическо очакване екстраполирано от 3 годишни отчети от предходен период.

Делът на технологичните разходи на топлинна енергия в абонатните станции е прогнозиран в размер на 0,90% от отпуснатата топлинна енергия и е близък до средния за периода от последните три години, като е отчетен ефектът от подмяна на старите абонатни станции на небитовите потребители. В прогнозата се запазва и делът на загубите от топлоотдаване в топлопреносната мрежа и делът на загубите от пропуски. Прогнозните стойности по видове технологични разходи са определени както следва: 228 329 MWh от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа; 631 705 MWh за топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях; 41 185 MWh за топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.

Собствени нужди на топлинна енергия на инсталациите за производство – прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е в размер на 87 700 MWh, което представлява около 1,89% от брутната произведена топлинна енергия. Относителният им дял е прогнозиран приблизително съответстващ на базовата година.

Производство на електрическа енергия – през новия ценови период дружеството предвижда електрическата енергия да бъде изцяло произведена по високоефективен комбиниран начин, в съответствие с Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г.. Произведената по този начин електрическа енергия е прогнозирана в размер на 934 100 MWh, количество с 4,6% повече спрямо произведеното за изтичащия регулаторен период. Планираната за реализация енергия е 774 247 MWh, което представлява увеличение с 5% спрямо прогнозираната за изтичащия период. Това е направено на база очаквания топлинен товар, обезпечаваш електропроизводството, влиянието върху него на климатичните фактори и промяната на потреблението, следствие присъединяване на нови потребители и промяната на топлинните характеристики на стария фонд.

Електрическа енергия за собствено потребление – прогнозното количество за новия ценови период е 18 088 MWh или 2,34% от цялата изнесена електрическа енергия,

което служи за снабдяване на собствени обекти (абонатни и помпени станции и административни сгради), съгласно чл. 119, ал. 1, т. 1 от ЗЕ.

Топлинни мощности – при прогнозирането на очакваните топлинни мощности са използвани максималните топлинни товари, постигнати на изхода на централите през последните три години.

Горива за производство – необходимото гориво за производство през 2024/2025 г. възлиза на 670 305 km³ природен газ. Количествата са формирани на база планираните СРУГ (специфични разходи на условно гориво), които са в пряка зависимост от техническото състояние и избраните съоръжения, с които ще се произвежда енергията през новия ценови период.

Енергийна ефективност – общата прогнозна ефективност на дружеството за новия ценови период при комбинираното производство е 82,01%, която ще е с 0,11% по-ниска спрямо постигнатата през отчетната 2023 година.

Признати годишни разходи за дейността за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. – планирането на разходите е извършено в контекста на цялостна оптимизация на разходната част на дружеството, поетите договорни ангажименти като в общия случай стойностите са планирани на нивото на отчетените през базисната 2023 г. или прогнозираните в бизнес плана на дружеството за 2024 г.

Условно постоянни разходи

Разходи за амортизация – амортизационните отчисления на дълготрайните активи са изчислени в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. Дружеството начислява амортизации на дълготрайни материални и нематериални активи с изключение на природни ресурси; неупотребявани в дейността – новопридобити за периода до въвеждането им в употреба; в процес на придобиване; в процес на ликвидация; напълно амортизираните до остатъчната им стойност. За всеки амортизируем актив или група активи е утвърден амортизационен план, който е база за изготвяне на обобщен амортизационен план на дружеството, като се прилага линеен метод на амортизация.

Планираните разходи за амортизация са на стойност 43 669 хил. лв., планирани при симулирана амортизация за едногодишен период на база предварителния отчет за 2023 г. В стойността им не е включен ефектът на нарасналата справедлива стойност на нетекущите активи в резултат на извършената пазарна оценка към 31.12.2023 г. Разходите за амортизация са разпределени спрямо съответните активи, от които произхождат – на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и разходи за пренос. Амортизацията на активите от отоплителните централи (ОЦ) са отнесени директно към топлинната енергия, а амортизацията на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи ѝ компоненти, са отнесени към разходи по преноса на топлинна енергия. Амортизационните разходи на активите от цеховете за комбинирано производство на двата ТЕЦ са разпределени между топлинната и електрическата енергия на база коефициент за разпределение на горивото между енергийната и водогрейната част на централата – съответно за ТЕЦ „София“ 68,2% за топлинна енергия и 31,8% за електрическа, а за ТЕЦ „София Изток“ – 61,8% за топлинна енергия и 38,2% за електрическа енергия. Разходите за амортизация на активи, обслужващи административната дейност на дружеството, се разпределят между производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия на база начислените разходи за работни заплати в съответните производствени структурни звена.

Разходи за ремонт – планирането на разходите за ремонти е извършено след оценка на неотложните ремонтни операции в топлоизточниците и топлопреносната мрежа, необходими за осигуряване на надеждност на системата, качествено топлоснабдяване, повишаване ефективността на производство, подобряване качеството на предоставяните услуги и подобряване дейностите по опазване на околната среда. Включените ремонтни мероприятия са подбрани след преглед и приоритизация на най-належащите ремонти в

четирите топлорайона, като подборът е извършен на база критерии като: предотвратяване на аварии; неотложна технологична необходимост; влияние върху технико-икономическите показатели; безопасност и сигурност; оптимизация на технологичните процеси; перспективи за бъдещо развитие и др.

Прогнозните разходи за ремонт са на стойност 13 133 хил. лв. и формират 1,5% от предложените годишни разходи за дейността по лицензията за периода 2024 г. – 2025 г. Включени са предвидените ремонтни дейности на машини и съоръжения в топлоизточниците, топлопреносната мрежа, сгради и други съоръжения, обслужващи лицензионните дейности. В разходите за ремонт не са включени разходи с инвестиционен характер, както и разходи за ремонт на активи, които са извън лицензионната дейност на дружеството. Разпределението на разходите за ремонт в справка № 1 „Разходи“ е следното:

Разходите за ремонт в производството са в общ размер на 6 246 хил. лв. и са разпределени както следва: 885 хил. лв. са за ремонтни дейности отнесени към топлинната енергия, като те включват предвидените ремонти в централите на дружеството, произвеждащи само топлинна енергия; 1 960 хил. лв. са разходите за ремонт отнесени към електрическата енергия, определени на база предвидените разходи за ремонт в електро цеховете на двете централи с комбинирано производство; разходите за ремонт отнесени към двата продукта са на стойност 3 401 хил. лв. и включват всички останали ремонтни разходи в двете централи с комбинирано производство;

Планираните разходи за ремонт в преноса на топлинна енергия са на стойност 6 887 хил. лв. Средствата са предвидени за ремонти на главни стебла, отклонения, мрежи, камери, помпени и абонатни станции в четирите топлорайона, както и дейности като обследване на главни паропроводи, ремонт на мрежови помпи и други.

Разходи за заплати, възнаграждения и осигуровки – общият размер на планираните разходи е 118 433 хил. лв., от които 91 828 хил. лв. за заплати и възнаграждения и 26 606 хил. лв. за осигурителни вноски и социални разходи. Размерът им е планиран в съответствие с прогнозната средна брутна работна заплата за дружеството след увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2024 г., като за регулаторния период не е заложено допълнително увеличение на възнагражденията.

Посочва се, че дружеството е предприело мерки за оптимизация на персонала през последните три години, като има устойчива тенденция за намаляване на общия му брой. В сравнение с края на 2019 г. заетите в дружеството към 31.12.2023 г. са намалели със 168 души основно за сметка на заетите в администрацията. Повече от половината новопостъпващи служители се назначават за осигуряване на основната дейност в топлофикационните райони. Дружеството търси възможности за редуциране на персонала чрез модернизация и оптимизация на бизнес процесите, като се осъществява плавно нарастване на възнагражденията, с цел поддържане на необходимия критичен брой от персонал за осъществяването на лицензионната дейност, както и привлекателно работно място за работа на квалифицирани млади специалисти.

Посочва се, че през 2023 г. средната брутна работна заплата в дружеството остава с 13% по-ниска спрямо средната заплата в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“.

Разходи пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – прогнозният размер на тези разходи е 33 946 хил. лв., което е увеличение с 6% спрямо отчетените през 2023 г. В състава им не са включени разходите за: вноски във ФСЕС, финансови разходи, разходи за предоставяне на услугата „дялово разпределение“ както и всички разходи, които не са свързани с регулираните дейности на дружеството съгласно чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ. В общия случай предвиденото увеличение е в размер на 4,8% съгласно прогнозната инфлация за 2024 г. публикувана в есенната макроикономическа прогноза на Министерство на финансите.

По-голямо увеличение на разходите се предвижда при разходите за работно облекло, разходите за въоръжена и противопожарна охрана, разходи за проверка на уреди, разходи за

безплатна храна по Наредба № 11 от 21 декември 2005 г. за определяне на условията и реда за осигуряване на безплатна храна и/или добавки към нея (Наредба № 11), квалификация и опазване на околната среда. Предвиденото увеличение на разходите за охрана е свързано с увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2024 г., а на останалите разходни позиции с действащи договорни отношения и други обективни фактори.

Променливи разходи – планирани са в съответствие с производствената програма и режимите на работа на съоръженията, както и прогнозните цени на горивата за производство, CO₂ емисиите и останалите суровини, като общият им размер е 642 853 хил. лв. Разходите за природен газ са на стойност 452 410 хил. лв. и формират 53% от прогнозните признати разходи за дейността по лицензиите. „Топлофикация София“ ЕАД има сключен договор за доставка на природен газ с общественния доставчик „Булгаргаз“ ЕАД, за календарната 2024 г. За целите на ценообразуването дружеството е използвало наличните към 24.03.2024 г. тримесечни фючърси на холандския газ хъб ТТФ.

При тези цени на база прогнозната консумация е получена среднопретеглена цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 60,17 лв./MWh. Към нея са прибавени съответно: 1,02 лв./MWh – средна цена за пренос през газопреносната мрежа собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газовата година 01.10.2023 г. – 30.09.2024 г. и 2,24 лв./MWh – средна цена за достъп, изчислена спрямо прогнозните количества годишен, тримесечен, месечен и дневен капацитетен продукт, при което крайната прогнозна цена за новия регулаторен период достига 63,43 лв./MWh.

Разходите за закупуване на квоти за въглеродни емисии – прогнозиран са в размер на 157 766 хил. лв., като същите са изчислени с прогнозна цена от 75,00 евро/t CO₂ съгласно формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации на ИАОС, при емисионен фактор и долна топлина на изгаряне на горивото за 2023 г. Общото прогнозно количество генерирани емисии от инсталациите на дружеството е в размер на 1 269 746 t, като за ценовия период са приспаднати по ½ от полагащите се безплатни емисии за 2024 г. и 2025 г. по Европейската схема за търговия с емисии в общ размер на 194 222 t. Общо предвидените за закупуване квоти за новия ценови период възлизат на 1 075 525 t.

Разходите за вода, за закупена електрическа енергия и консумативи са планирани спрямо производствените нужди, съответстващи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия.

Регулаторната база на активите – РБА за новия ценови период е в размер на 425 026 хил. лв., изчислена в съответствие с чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ. Признатата стойност на активите е отчетената стойност на активите на дружеството към края на 2023 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Основните активи, формиращи РБА, са производствените централи и топлопреносната мрежа, както и всички прилежащи компоненти (тръбопроводи, абонатни станции, измервателни устройства и др.). В съответствие с Указания-НВ, за регулаторния период в стойността на дълготрайните активи не са включени извършваните преоценки на ДМА съгласно Международните счетоводни стандарти, почивните станции и имотите, отдадени под наем, както и е приспадната стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин в размер на 51 851 хил. лв.

Необходимият оборотен капитал е изчислен като 1/8 от годишните разходи за дейността след приспадане на разходите за амортизации съгласно т. 32.5. от Указания-НВ и е в размер на 100 979 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между топлинна и електрическа енергия и разделно и комбинирано производство е извършено на база дела на дълготрайните активи за съответния продукт/метод на производство. Разпределението между производство и пренос е извършено като 1/8 от признатите разходи с приспадната амортизация за съответната дейност.

Норма на възвръщаемост – общата норма на възвръщаемост на капитала за ценови

период 2024 г. – 2025 г. е изчислена съгласно Указания-НВ в размер на 8,52%, преди данъци като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2023 г.

Капиталовата структура към 31.12.2023 г. се състои от 100% собствен капитал, като съгласно предварителния, неаудитиран финансов отчет към 31.12.2023 г. собственият капитал е в размер на 567 605 хил. лв. Съгласно разпоредбите на т. 38 от Указания НВ към стойността на собствения капитал не е отчетен текущия финансов резултат за 2023 г. в резултат на което размерът му посочен в ценовия модел е 654 895 хил. лв.

За определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал дружеството е използвало прилагания от Комисията Модел за оценка на финансовите активи (Capital Assets Pricing Model – CAPM). Съгласно Модела CAPM формулата за определяне на цената на собствения капитал е следната: $HVCK = \text{Безрискова премия} + \beta e * \text{Пазарна рискова премия}$.

За определяне на безрисковата премия са използвани наличните данни на БНБ за средната стойност за последните 12 месеца (март 2023 г. – февруари 2024 г.) на дългосрочния лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който е в размер на 4,0299%. По данни, публикувани на сайта на Aswath Damodaran – betaEurope.xls (live.com), безлостовият β коефициент за сектор „Енергетика“ в Европа е 0,524, като при капиталова структура на дружеството към 31.12.2023 г. със 100% дял на собствения капитал, лостовият β коефициент остава без промяна в размер на: 0,524.

Относно пазарната рискова премия съгласно публикациите на сайта на Aswath Damodaran пазарната рискова премия за България е в размер на 6,94%, която включва в себе си системен риск за развити пазари от 4,60% и 2,34% - специфичен странови риск за България.

На база на описаните изходни данни и прилагане на формулата за определяне на цената на собствения капитал по модела CAPM, нормата на възвръщаемост на собствения капитал е в размер на 7,66%. При залагане в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ на ценовия модел актуалната норма на възвръщаемост на собствения капитал, **среднопретеглената норма на възвръщаемост за дружеството преди данъчно облагане съгласно ценовия модел е в размер на 8,52%.**

Корекция по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ – по актуалните разчети на дружеството до края на регулаторния период надвзетият приход от природен газ ще достигне прогнозно 160 389 хил. лв., а този от въглеродни емисии 39 398 хил. лв. или общ размер на корекцията по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ в прогнозен размер от – 199 787 хил. лв. За целите на ценовото заявление 50% от прогнозния размер на корекцията на необходимите приходи е отразена при изчисленията на преференциалните цени на електрическата енергия и 50% при изчисленията на цената на топлинната енергия, както следва:

- 99 893 хил. лв. / 3 658 797 MWh топлинна енергия за реализация = -27,30 лв./MWh, намаление на цената на топлинната енергия;

- 99 893 хил. лв. / 774 247 MWh продадена електрическа енергия = -129,02 лв./MWh, намаление на преференциалната цена на електроенергията (премията по чл. 33а от ЗЕ).

Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 277,35 MW.

Образуване на цените:

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

1.1. Прогнозната цена на закупените емисии CO₂ е коригирана от 146,68 лв./t на 136,91 лв./t (70,00 евро/t), в съответствие с т. 13 от общия подход.

Прогнозни емисии CO₂ – 1 075 525 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 136,91 лв./t x 1 075 525 t = 147 250 хил. лв.

1.2. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 1 396, 491 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи, в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

2. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 901 220 MWh (19,76%) на 706 803 MWh (15,5%) или със 194 417 MWh, в съответствие с т. 6 от общия подход.

3. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружеството, както следва:

3.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

3.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,15 лв./MWh;

3.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,03 + 2,46 = 3,49 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 69,64 лв./MWh.

4. Норма на възвръщаемост на капитала:

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

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:

$NB = (ДСК * NB_{СК} + ДПК * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС)$, 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.

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:

$$НВ_{ск} = НВб + \beta L * (НВп - НВб), \text{където:}$$

НВб е безрискова норма на възвръщаемост;

НВп – пазарна рискова премия;

βL – лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

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 степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business¹³, 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.

Във връзка с гореизложеното и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов β коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	0%
3	Дял на собствения капитал	100%
4	Лостов β коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ($p.7=p.5+p.6$)	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ($p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$)	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ($p.10=p.6+p.8$)	6,32%
11	НВ ($p.11= (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%)/(1-10%))$)	6,13%

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,13%.

¹³ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ															
2023/2024															
Отчетни данни															
месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:		
Количество, Qg	MWh	234 779	239 845	265 562	293 759	734 353	1 002 157	1 132 579	804 960	891 122	561 021	279 466	247 413	6 687 016	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	70,34	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	7 897,95	8 286,65	8 197,91	9 932,00	8 885,67	6 734,49	18 823,47	18 626,77	32 641,81	19 848,92	10 376,57	9 456,12	159 708	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	70,34	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	70,34	
2. Корекция по въглеродни емисии															
Количество, Qe	тона	984 495													
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00						разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.					
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпг	евро/тон	70,95						-190 606,44	-187 212,40	3 394,04					
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	32 829,86													
Ht=Qg*(Цпг-Цпг)t+Qe*(Цпе-Цпг)t±Pt-1													=	195 932,23	

„Топлофикация София“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-01-7 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. По отношение на **технологичните разходи по преноса на топлинна енергия**, дружеството възразява срещу извършеното намаление на тези разходи от 19,76% до 15,5%. В тази връзка, посочва, че „Топлофикация София“ ЕАД има най-нисък процент на загуби по преноса в сравнение с всички топлофикационни дружества в страната, като през последните 10 години размерът им варира между 18% и 20%. Счита, че намалението на технологичните разходи по преноса е технически необосновано, а така също и увеличаването на реализираната топлинна енергия. Отбелязва, че разполага с топлопреносна мрежа (ТПМ) с дължина 1 033 км, от които 60,7% са положени в канали и тунели, 36,8% са предварително изолирани тръби и 2,5% - надземно положени. Посочва, че съобразно чл. 638 от Наредба № 9 за техническа експлоатация на електрически централи и мрежи, дефиниращ допустимото количество добавъчна вода, „Топлофикация София“ ЕАД по отчетни данни не надвишава нормите. След направени изчисления от експерти на дружеството, при напълно новоизградена ТПМ, изцяло от безканално положени, предварително изолирани тръби, загубите от излъчване на топлинна енергия в околната среда на годишна база се оценяват на 8,6%, а загубите от собствено потребление (деаерация и подгриване на добавъчна вода) на годишна база се оценяват на 3,9% или общо 12,5%, без да са добавени загубите от пропуски на топлоносител по преноса. Вземайки предвид спецификата на инфраструктурата на столицата и необходимостта от предимно канално и тунелно полагане на топлопроводите, признатите от КЕВР загуби от 15,5% са физически и технологично достижими единствено при напълно рехабилитирана топлопреносна мрежа, което е процес, изискващ значителен времеви и финансов ресурс. Дружеството посочва, че са предприети конкретни мерки и през 2024 г. реализацията на цялостна стратегия за модернизация и дигитализация на топлопреносната мрежа на столицата е стартирана.

Дружеството заявява, че корекцията на технологичните разходи и съответното завишение на количеството на топлинната енергия в размер на 194 417 MWh, което няма да е в състояние да реализира, ще доведе до директна финансова загуба, възлизаща на близо 25 млн. лв. Настоява Комисията да приеме реалистичен подход за определяне на технологичните разходи по преноса, като намалява размера им постепенно, с между 1 – 1,5% годишно, считано от новия ценови период, до достигане на определената за реалистична целева стойност от 15%.

2. Дружеството възразява относно изчисления размер на **надвзет приход от природен газ, съгласно чл. 24а, ал.1 от НРЦЕЕ и чл.8, ал.10 от НРЦТЕ**, като отбелязва, че изчисленията на надвзет/недовзет приход от природен газ в Доклада са извършени с прогнозни данни за периода от м. март 2024 г. до м. юни 2024 г. Дружеството прилага таблица с данни за реално консумирано количество природен газ за месеците март 2024 г., април 2024 г. и май 2024 г., като посочва, че от същата е видно, че надвзетият приход е с 14 531 хил. лв. по-малко спрямо изчисления в Доклада. В тази връзка е направено искане същият да бъде актуализиран на база реално консумиран природен газ.

3. Дружеството възразява относно **липсата на механизъм за компенсиране на приходите** между действително реализираната борсова цена на електрическата енергия и определената от Комисията прогнозна пазарна цена. В тази връзка, дружеството отбелязва, че за последните два регулаторни периоди са отчетени с близо 93,9 млн. лв. по-малко приходи в резултат на разликата между реализираните борсови цени и определената прогнозна пазарна цена. „Топлофикация София“ ЕАД счита, че аналогично на прилагания механизъм при природния газ, е необходимо да бъде разработен и прилаган механизъм, който да компенсира топлофикационните дружества, съответно потребителите, при наличие на значителни отклонения от реалните борсови цени спрямо прогнозните пазарни цени.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно направените корекции на количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса не се приема.

За целите на ценовото регулиране в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага и поради необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за

което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 19,76%;
- отчетени за 2023 г. – 20,51 %;
- признати за новия ценови период – 15,5%.

2. Възражението по отношение на корекциите на необходимите приходи, съгласно чл. 24а, ал.1 от НРЦЕЕ и чл.8, ал.10 от НРЦТЕ не се приема.

С измененията и допълненията в НРЦЕЕ и НРЦТЕ, обн. ДВ, бр. 47 от 2020 г., е въведена възможност за компенсиране на разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии в следващия регулаторен/ценови период, които разлики могат да бъдат разсрочени в няколко следващи периода. По силата на чл. 8, ал. 10 – ал. 12 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ при утвърждаване на цените на топлинната енергия и определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за следващия регулаторен/ценови период, при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, необходимите годишни приходи се коригират с тази разлика по следната формула:

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C^I)_t + Q_e * (C_{пе} - C^{II})_t \pm P_{t-1}, \text{ където:}$$

H_t е размерът на разликата от предходния регулаторен/ценови период, лв.;

Q_g – отчетеното количество природен газ за ценовия период, MWh;

$C_{пг}$ – индивидуалната прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена по реда на чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ и ал. 8, т. 2, от НРЦТЕ, лв./MWh;

C^I – отчетената индивидуална цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена въз основа на отчетените помесечни количества потребен природен газ и постигнатата помесечна цена, като среднопретеглена стойност, към която се добавят отчетените цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, лв./MWh;

Q_e – отчетеното количество въглеродни емисии за регулаторния период, тон;

$C_{пе}$ - прогнозната цена на въглеродните емисии, лв./тон;

C^{II} – отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, лв./тон;

P – разликата между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, в резултат на прогнозни количества и разходи, използвани за определяне на H_{t-1} , лв.;

t – ценовият период.

Отчетните данни за периода от 01.03.2024 г. до 30.06.2024 г., следва бъдат съобразени при корекцията за предходен ценови период чрез показателя P_{t-1} в следващия ценови период, съгласно чл. 24а от НРЦЕЕ.

3. Възражението по отношение липсата на механизъм за компенсиране на приходите между действително реализирана борсова цена и определената прогнозна пазарна цена на електроенергията не се приема.

За целите на чл. 33а от ЗЕ комисията извършва анализи и определя прогнозна пазарна цена за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за съответния ценови период.

Производители на електрическа енергия с обекти с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, както производител е „Топлофикация София“ ЕАД, следва да продават произведената електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия (чл. 100, ал. 4 и 6 от ЗЕ), като при наличие на законовите изисквания на тези производители се изплаща и премия. ЗЕ не предвижда механизъм за компенсиране на приходите между действително реализирана борсова цена и определената прогнозна, като дружествата следва да са активни участници на пазара на електрическа енергия.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация София“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация София“ ЕАД			
	Предложение	След корекция	Изменение, %
Справка № 1 – „Разходи“			
1. Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия	302 665	335 708	+10,9
2. Разходи за емисии парникови газове (CO ₂)	157 766	147 250	-6,6
Справка № 5 – „ТИП в преноса“			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	19,76	15,5	-4,26
2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	3 658 797	3 853 214	+5,31

След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация София“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	278,69
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	100,99
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	128,25
4. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 2 от ЗЕ	124,40

Ценообразуващи елементи на изчислените цени:

- Необходими годишни приходи – 915 418 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 889 066 хил. лв., от които условно-постоянни – 207 256 хил. лв. и променливи – 681 810 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 429 721 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,13%;
- Количество електрическа енергия – 774 247 MWh, в т.ч.:

- количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 738 247 MWh;
- комбинирана електрическа енергия – 36 000 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 853 214 MWh.

2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ТОПЛОФИКАЦИЯ“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-49-4 от 29.03.2024 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 156,94 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 155,94 лв./MWh без ДДС;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 230,09 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	506,12	408,39	230,09	-43,66
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	137,96	137,96	156,94	+13,76
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 1 от ЗЕ	136,96	136,89	155,94	+13,91

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с прогнозна цена на природен газ – 669,07 лв./knm³.

Като приложение към заявлението е представено искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения на дружеството, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност през ценовия период м. юли 2024 г. – м. юни 2025 г., които са изчислени от дружеството в размер на 5 868 лв. без ДДС. Дружеството също посочва, че съгласно разпоредбите на чл. 57, ал. 2, т. 3 от Закона за енергийна ефективност (ЗЕЕ), промишлената система на „ЕВН България

Топлофикация“ ЕАД подлежи на задължително обследване за енергийна ефективност. За изпълнение на това свое задължение, е сключен договор с „ТЮФ Рейнланд България“ ЕООД на стойност 31 800 лв. без ДДС, стойност, която се иска да бъде компенсирана.

С писмо с изх. № Е-14-49-5 от 05.04.2024 г. от дружеството е изисквана следната допълнителна информация: обяснение, със съответните мотиви, по отношение на установено разминаване между посочената в заявлението преференциална цена на електрическата енергия в размер на 230,09 лв./MWh и получената в ценовия модел в справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ (приложение № 4) в размер на 296,54 лв./MWh; отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; на хартиен носител попълнена и подписана справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2023 г. (приложение № 6); подробна обосновка на дружеството за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, в т.ч. декларация от изпълнителния директор на дружеството, за това, че същите не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия; обяснение на дружеството по отношение на установено разминаване в периодите, попълнени във формулярите за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации за прогнозния ценови период 2024 г. – 2025 г., тъй като във всички формуляри е посочена 2023 г.; представяне на коректно попълнени формуляри (в excel и на хартиен носител) за новия ценови период относно ТЕЦ „Север“ и ОЦ „Юг“; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO₂ за последния ценови период; годишен финансов отчет за 2023 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на Закона за счетоводство (ЗСч) и приложимите счетоводни стандарти, на основание чл. 26, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към първоначалното заявление и по отношение на допълнително представената информация и документи, подписана от заявителя (декларация по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ).

С писмо с вх. № Е-14-49-5 от 16.04.2024 г. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е представило в КЕВР изискваната информация.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е представило следната обосновка:

Очаквано количество топлинна енергия, отпускана към топлопреносната мрежа за ценовия период – прогнозните количества отпусната топлинна енергия към топлопреносната мрежа са в размер на 323 224 MWh, които са планирани на база очакваната реализация, технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, при външни температури на въздуха характерни за гр. Пловдив и тенденцията в потреблението през последните години. Анализът на дружеството показва, че не се очаква значителна промяна на реализацията на топлинна енергия за следващия ценови период.

Прогноза на собственото потребление на топлинна енергия в топлоизточниците за ценовия период – дружеството отчита топлинна енергия за собствени нужди през 2023 г. в размер на 10 143 MWh и за новия ценови период прогнозира топлинната енергия за собствени нужди в размер на 10 085 MWh, като посочва, че планираното намаление с 58 MWh се дължи на очаквания по-малък период на използване на инсталация Когенерация, предвид предвидените ремонтни дейности.

Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи – са в размер на 8 950 MWh и дружеството посочва, че съответстват на достигнатите нива през последните шест години. През разглежданите ценови години „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД продължава да полага всички необходими и възможни усилия да поддържа топлопреносната мрежа в състояние да пренася топлоносител като ограничава

загубите му. Посочва се, че за тази цел непрекъснато и своевременно се отстраняват констатираните аварийни пробиви по топлопроводите. Успоредно с тези мерки, дружеството и през тази година продължава да подменя остарели салникови компенсатори с линзови. Дружеството посочва, че тези действия не са достатъчни, за да бъде преустановено увеличаването на загубите и тази тенденция да бъде обърната в посока към намаляването им. В периода от 2014 г. до 2023 г., рехабилитираните и новопостроените топлопреносни трасета са с обща дължина от 18,4 km, което представлява едва 9,8% от общата дължина на мрежата към края на 2023 г. – 187,3 km.

Въпреки запазването на темпа на отстраняване на нови пробиви през 2023 г. не отчитат тенденция за намаление на загубите на топлинна енергия от подпитка, в следствие на което за ценовия период е прието, че загубите на топлинна енергия от подпитка ще са занижени с 5% спрямо отчетените през 2023 г. и очакваният им размер е 16 300 MWh.

В резултат на анализ, извършен от дружеството за новия ценови период, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД приема, че загубите на топлинна енергия от излъчване ще са в размер на 87 878 MWh. Това количество представлява намаление с 23 302 MWh спрямо най-добрия постигнат резултат от дружеството през ценовата 2019 г. – 2020 г. Дружеството е прогнозирано, че размерът на технологичните разходи по преноса следва да възлиза на 35,0% от прогнозното производство на топлинна енергия.

Прогнозното количество електрическа енергия за собствени нужди и трансформация – Дружеството посочва, че потреблението на електрическа енергия за собствени нужди на Когенерацията за новия ценови период е прогнозирано в размер на 9 130 MWh, което е със 121 MWh повече от отчетеното през 2023 г. Завишението е за сметка на електропроизводството, тъй като се предвижда в някои от зимните месеци по-високо електропроизводство. Прогнозата на електрическа енергия за собствени нужди за производство на топлинна енергия е незначително намалена, със 67 MWh, дължащо се на по-различното натоварване на Когенерацията спрямо 2023 г.

Регулаторна база на активите – Основни позиции са производствените централи (Когенерационна централа, ОЦ Север, ОЦ Юг) и топлопреносната мрежа (тръбопроводи, абонатни станции, измервателни устройства). Активите на производствена Когенерационна централа са разпределени в групи според тяхното предназначение и функционалност спрямо това дали служат само за производство на електричество, само за производство на топлинна енергия или служат за комбинирано производството и на двата продукта. Активи, свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.), се разпределят между активите за производство и активите за пренос на база коефициент, получен според отработените от служителите на дружеството часове. За периода януари-декември 2023 г. съотношението на отработените часове за дейности свързани с производство са 91 885 ч., а тези свързани с пренос 92 357 ч. На тази база 50% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределя за производство на енергия, а 50% се разпределя за пренос на топлинна енергия.

Необходим оборотен капитал (НОК) – той е изчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не са включени разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. В резултат на направените изчисления, дружеството предлага да се утвърди НОК в размер на 10 688 хил. лв. Получената сума за НОК се разпределя между производството и преноса на топлинна енергия чрез „Коефициент за разпределение на горивото при комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия“. В калкулацията са включени финансираните на обща стойност 324 хил. лв. След направените изчисления за РБА дружеството е получило 161 502 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане е изчислена по формулата, съгласно чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ. За изчисляване на цената на собствения

капитал за новия ценови период „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД предлага използването на „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Pricing Model - CAPM), а за източници на информация за определяне на стойностите: БНБ и Aswath Damodaran. Дружеството е получило Безрискова премия – 4,03%. Въз основа на използваните източници, дружеството посочва, че безлостовият β коефициент за дружествата в енергийния сектор в Европа е 0,52, а този коефициент, при капиталова структура (26,9/73,1) и размер на данъчната ставка 10%, се преобразува в лостов β коефициент със стойност – 0,697. Дружеството предлага Пазарна рискова премия в размер на 6,94%, която е получена като сбор от стойностите на системния риск (4,60%) и специфичния държавен риск за България (2,34%). След извършените изчисления, дружеството е получило Норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 8,86%, а нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в размер на 6,37%, която посочва, че е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал. В резултат на извършените от дружеството изчисления, е получена Норма на възвръщаемост на капитала – 8,91%.

Условно-постоянни разходи

Разходи за амортизации – планирани са в размер на 13 527 хил. лв., на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията. Симулацията на активите в позиции „Сгради“, „Транспортни средства“, „Стопански инвентар“ и „Други дълготрайни материални активи“ е изготвена на база балансовата стойност на активите към 31.12.2022 г., изчислена съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ. Разходите за амортизация на активите от позиция „Машини, съоръжения и оборудване“ са изчислени за регулаторни цели на база отчетната стойност на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти при 15 г. за активите в производството и 35 г. за активите в преноса на топлинна енергия. Разходите за амортизация се разпределят спрямо съответните активи, от които произхождат, на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и общи разходи за двата продукта. Амортизацията на активите от производствените централи е разпределена съответно според тяхното предназначение и функционалност, спрямо това какъв продукт произвеждат (електрическа, топлинна енергия или и двата вида енергия). Амортизацията на въведените в експлоатация на площадките на ТЕЦ „Пловдив Север“ – 3 броя и ОЦ „Пловдив Юг“ 2 броя водогрейни котли с номинална мощност от 19 MW всеки се отнася директно към разходите за производство на топлинна енергия, тъй като тези активи служат само за производство на топлинна енергия. Амортизацията на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи ѝ компоненти, са отнесени към разходи по преноса на топлинна енергия.

Разходи за ремонт – планирани са по обекти в ремонтна програма в общ размер на 1265 хил. лв., за поддържане в изправно и безопасно състояние на съоръженията за производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия.

Разходи, свързани с персонала – планирано е увеличение на тези разходи, като се предлага да бъдат в размер на 5 953 хил. лв., която сума е формирана от разходи за заплати и възнаграждения в размер на 4 862 хил. лв. и начисления, свързани с действащото законодателство в размер на 1 092 хил. лв. Посочено е единствено, че увеличението се дължи на нарастване на разходите за заплати и възнаграждения в дружеството. Дружеството посочва, че в тези разходи не са включени разходи, непризнати за целите на ценовото регулиране съгласно чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – планирано е увеличение с 9,27% до 8903 хил. лв., като тези разходи са планирани на база на отчетните разходи през 2023 г., индексирани с обявената от Националния статистически институт (НСИ) средногодишна инфлация от 9,5% за периода януари 2023 г. – декември 2023 г.

спрямо периода януари 2022 г. – декември 2022 г.

Вътрешно-групови разходи, свързани с дейността – планирани са в размер на 3 832 хил. лв. и включват проектно-консултантски услуги, административни и технически услуги, както и услуги по договор за командироване на персонал за по-ефективно извършване на основните дейности.

Приходи от присъединяване и услуги – планирани са в размер на 206 хил. лв., като са получени на база отчетни данни за приходите от услуги, индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 9,5% за периода януари 2023 г. – декември 2023 г. Планираните приходи са от: услуги за дялово разпределение на топлинна енергия, включително доставка и монтаж на уреди за дялово разпределение, присъединяване на нови клиенти и приходи от услуги, директно възлагани от клиенти.

Прогнозните условно–постоянни разходи за новия ценови период са в общ размер на 29 443 хил. лв.

Променливи разходи – планирани са в размер на 69 587 хил. лв., което е намаление с 34,4%.

Разходи за материали – дружеството посочва, че се наблюдава намаление на разходите за материали спрямо базисната 2023 г., като основна тежест има разходът за природен газ. Прогнозните разходи са изчислени с цена на природен газ, базирана на сетълмент цени за финансов фючърс за хъб TTF от EEX към ден на търговия 15.03.2024 г., предвид Методиката за ценообразуване на „Булгаргаз“ ЕАД.

Разходи за закупена електрическа енергия – планирани са по месеци и по видове напрежение (високо, средно и ниско), като общият размер на разходите е 1 071 хил. лв. Те са планирани спрямо производствените нужди на дружеството, в съответствие с планираните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период.

Разходите за вода са с прогнозна стойност от 173 хил. лв. и са планирани по месеци и по видове консуматори спрямо производствените нужди на дружеството, в съответствие с прогнозните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период. Към общите разходи са включени и разходи за канализация, отвеждане и пречистване на потребените количества вода.

Разходите за консумативи са с прогнозна стойност от 140 хил. лв. и също са планирани спрямо производствените нужди на дружеството, в съответствие с прогнозните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период.

Разходът за акциз на природния газ възлиза на 1 135 хил. лв.

Дружеството посочва, че в променливите разходи не са прогнозирани разходи за външни услуги.

Разходи за въглеродни емисии са определени като от реално емитираните от инсталациите парникови газове при производството са приспаднати предвидените безплатни квоти и са остойностени с цена на емисиите базирана на фючърс за EUA от EEX към ден на търговия 15.03.2023 г. (Futures Market на EEX). Дружеството посочва, че съгласно разпоредбите на Делегиран Регламент 2019/331 за определяне на валидни за целия Съюз преходни правила за хармонизирано безплатно разпределение на квоти за емисии в съответствие с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕС, за периода 2021 г. – 2025 г. на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД предварително са разпределени общо 78 973 t CO₂ безплатни квоти, като за 2023 г. са 16 929 t CO₂, а за 2024 г. са 15 403 t CO₂. За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. дружеството прогнозира за закупуване общо за двете централи (ТЕЦ „Север“ и ОЦ „Юг“) 131 217 t CO₂ квоти, при цена 116,75 лв./t или прогнозните разходи възлизат в размер на 15 319 хил. лв.

Разходи за балансиране по Правилата за търговия с електрическа енергия – прогнозирани са в размер на 107 хил. лв. на база сумарен небаланс в размер на 2,5% от планираните продажби на електрическа енергия, остойностени със среднопретеглените цени за отчетния период 2023 г.

В обосновката дружеството е представило извършени изчисления относно корекциите на разходите за природен газ и за CO₂ квоти.

Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 50,0 MW.

Образуване на цените:

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

1.1. Разходите за балансираща енергия, като част от променливите разходи, не са признати, като корекцията е направена в съответствие с т. 1.4. от общия подход;

1.2. Корекциите за природен газ, посочени от дружеството не се признават като ценообразуващ елемент, формиращ променливите разходи, като следва да се има предвид, че след извършено преизчисление в отделна справка, необходимите годишни приходи на дружеството са коригирани с получената разлика, в съответствие с чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ.

1.3. Прогнозната цена на закупените емисии CO₂ е коригирана от 137 лв./t на 136,91 лв./t (70,00 евро/t), в съответствие с т. 13 от общия подход.

Прогнозни емисии CO₂ – 131 216,95 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 136,91 лв./t X 131 216,95 t = 17 965 хил. лв.

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 77 149,00 km³, съгласно заявеното от дружеството.

1.4. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 41,141 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи, в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

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

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи на топлинна енергия по преноса са намалени от 35% на 25,1%, в контекста на извършените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

4. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружеството, както следва:

4.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

4.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,34 лв./MWh;

4.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,97 + 2,98 = 3,95 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 69,29 лв./MWh.

5. Норма на възвръщаемост на капитала:

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

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:

$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС)$, където:

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

$D_{СК}$ – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

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

$ДС$ – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$D_{ПК}$ – 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.

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“.

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 степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

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

School of Business¹⁴, 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.

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%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 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 и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов β коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	26,86%
3	Дял на собствения капитал	73,14%
4	Лостов β коефициент	0,6919
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България (р.7=р.5+р.6)	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,99%
9	Премия на СК (р.9=р.8+р.4*(р.7-р.8))	6,03%
10	Цена за заеман капитал преди данъци (р.10=р.6+р.8)	6,32%
11	НВ (р.11= (р.3*р.9+р.2*р.10*(1-10%))/(1-10%))	6,60%

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,60%.

¹⁴ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

[TLP-WHITE]

Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2023/2024												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	42 059	41 515	43 580	40 380	82 506	105 733	111 630	84 393	88 898	71 050	52 838	46 731	811 312
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,84
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	1 318,13	1 338,85	1 245,09	1 272,38	808,56	467,34	1 598,53	1 758,75	3 051,86	2 350,32	1 840,36	1 678,57	18 729
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	68,84
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Цена на пр. газ, Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,84

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	126 720
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	88,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	70,95
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	4 225,71

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-26 048,41	-24 833,97	1 214,44

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_l)_t + Q_e * (C_{пе} - C_{пl})_t \pm P_{t-1} = 24 168,89$$

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-49-7 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. По отношение на **разходите за балансиране** на електрическа енергия и природен газ дружество е посочило, че непризнаването на присъщо-необходими разходи и не включването им в цените, във всеки случай се отразява в непълно възстановяване на икономически обосноващите разходи за дейността и намаление на утвърдената възвръщаемост. Дружеството счита, че тези разходи са „присъщо-необходими“ и следва да бъдат включени в цените на основание чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ. В тази връзка се позовава и на Решение № 9285 от 18.06.2019 г. по адм. дело № 7903/2018 на Върховния административен съд (ВАС) и Решение № 430 от 11.01.2019 г. по адм. дело № 4876/2018 на ВАС.

2. По отношение на технологичните разходи на топлинна енергия по преноса

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е посочило, че независимо от това, че непрестанно инвестира в обновяване на топлопреносната мрежа и съоръженията към нея, не е възможно едновременно да се рехабилитират големи участъци, за да не се блокира градската среда и обичайните дейности и маршрути за движение на гражданите, т.е. въпреки усилията, които полага и дори да разполага с необходимите ресурси за целта, на практика е невъзможно технологичните загуби по мрежата да се намалят до посочената от Комисията стойност и не приема аргумента, че неправомерно би получило икономическа изгода, в случай че се признаят реалните нива на технологични разходи.

Според дружеството този подход на подценяване на реалния размер на технологичните разходи води до безкрайна спирала, в резултат на което реалните нива на тези разходи никога не намират място при утвърждаване на цените, което пък от своя страна води до невъзможност за извършване на адекватни инвестиции, насочени към обновяване на топлопреносната мрежа и реалното намаляване на загубите по нея. Дружеството е посочило, че ако се запази тази тенденция, няма да може да намали размера на технологичния разход до общоприетите на европейско ниво стойности, поради хроничната липса на средства, които да инвестира в тази дейност.

3. По отношение на корекцията за период Pt-1

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД счита, че при калкулацията на разликата между прогнозните и отчетните разходи, формиращи разходите за природен газ и за квоти за въглеродни емисии за предходния ценови период (корекция Pt-1) е допусната техническа грешка. В тази връзка е посочило, че в заявлението, във основа на задълбочен анализ и изчисления, основани на реално постигнатите цени на природния газ за периода от 01.7.2022 г. до 30.6.2023 г., дружеството е обосновоало допълнителни разходи за природен газ в размер от 35 хил. лв. Дружеството предлага разходите за въглеродни емисии да се коригират с -41 хил. лв., което е резултат на разликата между прогнозните и реалните разходи. Според дружеството общият резултат при определяне на Pt-1 е 5,5 хил. лв.

Дружеството е посочило, че видно от таблицата на стр. 48 от Доклада, Pt-1 е изчислено в размер от 3 394,04 хил. лв., а посочените в таблицата стойности по никакъв начин не кореспондират с тези от заявлението, поради допусната техническа грешка, като са копирани данните от таблицата, находяща се на стр. 38 от Доклада, която се отнася до „Топлофикация София“ ЕАД.

4. По отношение на нормата на възвръщаемост.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е посочило, че според Доклада (стр. 47), нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена на 6,60 %. Според изчисленията на дружеството, съдържащи се в заявлението за утвърждаване на цени, стойността би трябвало да е 8,91 % и то при прилагане на същите принципи на изчисление.

След анализ на двата документа, дружеството поддържа становището си, че нормата на възвръщаемост трябва да бъде 8,91 %, а не 6,60 %, като основните разлики в

методологиите за изчисляване на WACC и нейните компоненти ясно обосновават това заключение.

Дружеството счита че:

- безрисковата премия в заявлението е 4,03 %, докато в Доклада е 3,99 %, като използваната от него стойност отразява по-реалистични пазарни условия, които са особено важни в контекста на нестабилната глобална икономическа среда и дава на инвеститорите по-добра основа за оценка на риска.

- лостовият β коефициент, използван от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е 0,697, докато в Доклада е цитирана стойност от 0,52 - с оглед на резултата от последвалата калкулация и смята, че цитираната стойност е плод на техническа грешка.

Дружеството е посочило, че значително по-високата цена на собствения капитал в заявлението (8,86%) спрямо тази в Доклада (5,52%) отразява повишената възвръщаемост, която инвеститорите очакват за поемане на специфичния и систематичен риск в енергийния сектор. Според дружеството това е ключов фактор за осигуряване на достатъчно финансиране за устойчиво развитие и модернизация на производствената и топлопреносна инфраструктура.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД счита, че всички тези фактори подкрепят необходимостта от норма на възвръщаемост от 8,91%, което е по-справедливо и реалистично спрямо настоящите и бъдещи предизвикателства в енергийния сектор, а изчислената от него норма на възвръщаемост осигурява стабилност на инвестициите и сигурност на снабдяването с топлинна енергия.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението по отношение на разходите за балансиране не се приема.

Разходи, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия, както и на разходи за покупка на природен газ извън график, не са включени в цените, след направен анализ на реалните възможности за тяхното минимизиране и компенсиране чрез съответните количества. В допълнение следва да се отбележи, че със Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ДВ, бр. 38 от 2018 г.) е отменена разпоредбата на чл. 31, т. 2, б. „ж“ от ЗЕ.

Всички дружествата на пазара на електрическа енергия са в равнопоставено положение и следва да оптимизират товарите графици с цел минимален дисбаланс или компенсиране чрез съответните количества енергия, както и да минимизират разходите за покупка на природен газ извън график. Корекциите са направени в съответствие с т.1.4. от общия подход.

2. Възражението по отношение на технологичните разходи на топлинна енергия по преноса не се приема.

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага и поради необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на

стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 35%;
- отчетени за 2023 г. – 44,3%;
- признати за новия ценови период – 25,1%.

3. Възражението по отношение на корекцията Pt-1 за предходния ценови период се приема частично.

След отстраняване на техническата грешка, посочена от дружеството, стойността на Pt-1 е изчислена по следния начин:

- разходи по прогноза за природен газ и квоти въглеродни емисии CO₂ - 26 048,41 хил. лв.
- разходи по отчет за природен газ и квоти въглеродни емисии CO₂ – 24 833,97 хил. лв.
- надвзет приход (Pt-1) – 1 214,44 хил. лв.

Следва да се има предвид, че отчетните данни за разходите за природен газ са съобразени с фактурите за закупени количества природен газ, които дружеството ежесечно е прилагало към заявленията за издаване на сертификати за произход на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство. Количеството квоти въглеродни емисии е в съответствие с фактурираните количества природен газ.

След премахване на техническата грешка, корекцията е отразена в таблицата по-горе.

4. Възражението по отношение на нормата на възвръщаемост не се приема.

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 1 от НРЦТЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

Възражението по отношение на безрисковата премия не се приема. Същата 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 степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Във връзка с възражението за допуснатата техническа грешка в стойността на лостовия β коефициент в Доклада, техническата грешка е отстранена, като коректните стойности са отразени в таблицата по-горе.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД			
Справка № 1 – „Разходи“	Предложение	След корекция	Изменение, %
Променливи разходи, хил. лв., в т.ч.:			
1. Балансираща енергия, хил. лв.	106,546	0	-100
2. Корекция газ, хил. лв.	22,851	0	-100
3. Разходи за емисии парникови газове (CO ₂)	17 411	17 965	+3,1
Справка № 2 – „РБА“			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените ГОДИШНИ парични разходи, хил. лв.	161 502	162 586	+0,67
Справка № 5 – „ТИП в преноса“			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	35,00	25,10	-9,9
2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	210 095	221 803	+5,57

След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	241,35
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	63,65
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	127,19

4. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 2 от ЗЕ	126,19
--	--------

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 118 251 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 107 528 хил. лв., от които условно-постоянни – 29 401 хил. лв. и променливи – 78 127 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 162 564 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,60%;
- Количество електрическа енергия – 277 700 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 264 108 MWh;
 - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 13 592 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 221 803 MWh.

3. „ТОПЛОФИКАЦИЯ - ПЛЕВЕН“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-04-2 от 29.03.2024 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 47,21 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 56,10 лв./MWh без ДДС;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 338,67 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация - Плевен“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	560,24	449,02	338,67	-24,57
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	96,94	96,94	56,10	-42,13
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	117,89	117,89	47,21	-59,95

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с прогнозна цена на природния газ – 704,01 лв./kNm³ без ДДС.

С писмо с изх. № Е-14-04-2 от 04.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна информация относно: подробна обосновка за получените приходи от присъдени
172 от 491

юрисконсултски възнаграждения, в. т. ч. декларация от изпълнителния директор на дружеството, за това, че същите не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия; данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г., по т. 1.

С писмо с вх. № Е-14-04-2 от 17.04.2024 г. „Топлофикация - Плевен“ АД е представило изисканата допълнителна информация, като е посочило, че получените приходи от юрисконсултски възнаграждения са в размер на 104 хил. лв. за отчетния период и същите не са включени в разходите за заплащане на съдебни разноски. Посочило е също така, че размерът на технологичните разходи по преноса за следващия регулаторен период е намален с 2,14% спрямо отчетените за 2023 г.

„Топлофикация - Плевен“ АД е представило следната обосновка:

1. За изпълнение на производствената си програма през новия регулаторен период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., дружеството ще експлоатира две инсталации за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Към съществуващата инсталация – КППЦ през месец декември 2023 г. е добавена и нова инсталация – ДВГ, състояща се от 3 броя газови бутални двигатели с котел-утилизатори за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Дружеството има утвърден от Министъра на енергетиката Алгоритъм за пресмятане на режимните фактори и на количеството комбинирана електрическа енергия, произведена от инсталации за комбинирано производство на „Топлофикация - Плевен“ АД през 2024 г. Като част от общо произведената електрическа и топлинна енергия дружеството предвижда новата инсталация за комбинирано производство с ДВГ да произведе следното количество енергия: Електроенергия $E_{двг} = 93\ 800\ \text{MWh}$; Топлоенергия с гореща вода $Q_{двг\ г. вода} = 29\ 391\ \text{MWh}$; Топлоенергия с пара $Q_{двг\ пара} = 33\ 143\ \text{MWh}$. За да покрие критериите на Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г., общата енергийна ефективност на инсталацията с ДВГ трябва да е 75%. Съгласно утвърдения Алгоритъм за пресмятане, необходимото количество природен газ за регулаторния период за инсталацията с ДВГ е 208 445 MWh или 21 729 km^3 . За достигане на постигнатата обща, средна за последните три години ефективност от 80,72% на инсталация с КППЦ е необходимо на дружеството 840 159 MWh природен газ или 87 508 km^3 . Общото количество природен газ за регулаторния период за цялата централа е сума от количеството природен газ за инсталацията с ДВГ и количеството природен газ за инсталацията с КППЦ или 109 309 km^3 . Технико-икономическите показатели, използвани за пресмятане на цените за следващия регулаторен период, са на база оптимално натоварване на производствените мощности. За електрическата енергия разчетът за разходната норма за производство е 120,87 гр.у.г./кWh, а за топлинната енергия разходната норма е 168,07 кг.у.г./MWh при постигнати през 2023 г. съответно 135,48 гр.у.г./кWh и 149,43 кг.у.г./MWh.

2. Според дружеството при гарантирано постигане на критериите за ефективност на двата цикъла за производство, поради спецификата на ценовия модел и залагането в него на общо произведената за централата топлинна и електрическа енергия, ефективността за новия регулаторен период общо за централата е 79,58%. Като основа на разчета е повишаване на произведената и реализираната електрическа енергия. Предвижда се произведената електроенергия да бъде 402 350 MWh, а собствените нужди да бъдат 32 350 MWh, или 8,04% от произведената електрическа енергия, при отчетени за 2023 година 8,59%. Увеличението на произведената електрическа енергия спрямо отчетната година е с 93 289 MWh.

3. Дружеството предвижда увеличение на количествата топлинна енергия за реализация с топлоносител гореща вода спрямо нивото на отчетеното през 2023 г. с около 24 700 MWh, като причина за това са значително по-високите от нормалното температури на околната среда през изминалите зимни месеци. Предвижда се и запазване на нивото на

количеството топлинна енергия с топлоносител пара.

4. Дружеството посочва, че при тези допускания, разходът на природен газ за разчетния период е 109 309 kNm³ или увеличение с 20,5%, без използване на резервно гориво - мазут. Цената на природния газ за предстоящия ценови период е получена при използване на утвърденото от Комисията Приложение № 2, като е използвана предложената от „Булгаргаз“ ЕАД за месец април 2024 г. цена от 58,85 лв./MWh, актуалната цена за пренос – 1,0194 лв./MWh и постигнатата от дружеството индивидуална цена на капацитетни продукти средно за периода в размер на 4,39 лв./MWh. В цената на природния газ за предстоящия регулаторен период е включен и присъщият за дейността разход на дружеството за съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“. Предоставен е Договор за компенсиране на сезонната неравномерност за предстоящия отоплителен сезон.

5. Посочените емисии на парникови газове за цялото производство за разчетния период са пресметнати на база на последната инвентаризация на емисии, като са използвани актуалните данни за емисионния фактор и коефициента на окисление.

Количеството емисии за новия ценови период е 207 482 t CO₂. Те са остойностени на база средна цена на емисиите CO₂ за м. февруари 2023 г. в размер на 70 евро/t.

6. При определяне на стойността на недовзет приход за отчетния период съгласно чл. 24, ал 5, т. 2 от НРЦЕЕ - Приложение 5, са взети предвид последните достигнати нива на цените на природния газ и на емисиите, съответно за м. април и за м. февруари 2024 г., като общият размер на недовзет приход е 33 740 хил. лв.

7. В работен лист с наименование „Спецификация“ е дадено помесечното производство на топлинна и електрическа енергия, разходът на природен газ и натовареността на съоръженията през периода.

8. Дружеството е посочило, че необходимите годишни приходи са установени при спазване на Указания-НВ по приложения модел (справки от № 1 до № 9), приети с решение по т. 2 от протокол № 30 от 24.02.2014 г. на КЕВР.

9. Изчисленията на разходите по прогнозата са съобразени с достигнатите нива на приходи и разходи през 2023 г., концепцията за развитие на дружеството през следващата година и обективните тенденции в макроикономически аспект. В разходите не са включени финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата, загуби от обезценки, брак, отписани вземания, лихви за забава и неустойки, свързани с неизпълнение на сключени договори. Посочва се, че прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са изчислени въз основа на достигнатите нива през отчетната 2023 г., заявените за текущия регулаторен период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., особеностите на режимите и схемите на работа на съоръженията и настъпилите обективни промени в законодателството.

10. Разходите за амортизация са представени в съответствие със Счетоводния амортизационен план на дружеството и действително отчетените за 2023 г.

11. В променливите разходи за отчетния период, разходите за закупена енергия са 1 164 хил. лв., като са приспаднати компенсациите по РМС в размер на 80 хил. лв. Стойността им без тях е 1 244 хил. лв.

12. Разходите за ремонт за 2023 г. са 7 916 хил. лв., през отчетния ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са 6 187 хил. лв. и прогнозните разходи за новия регулаторен период са в размер на 8 715 хил. лв. Увеличението е главно поради предстоящите частични ремонти на газовата турбина, ремонта на регулацията на ТГ № 1 и ремонта на ЕК № 4. В ремонтната програма са предвидени необходимите мерки за поддръжка на топлоизточника, спомагателното оборудване и топлопреносната мрежа в годно за експлоатация състояние на база на препоръките на производителите на оборудването и нормативната уредба. В инвестиционна програма са предвидени средства за приключване на проект за изграждане на заместваща мощност. Дружеството планира да извърши рехабилитация на топлофикационни отклонения и да изгради нови такива за включване на нови абонати.

13. Нормата на възвръщаемост на капитала е 6,84%. Дружеството отбелязва, че

ставката за възвръщаемост на собствения капитал е силно занижена и затруднява не само понататъшното инвестиране, но и текущите разплащания към доставчици, в частност към „Булгаргаз“ ЕАД.

14. Оборотният капитал е определен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, без да са включени разходите за амортизации.

15. Разходите за заплати през новия регулаторен период са 6 944 хил. лв. Месечната средна работна заплата в отрасъл „Енергетика“ за 2023 г., съгласно данни на НСИ е 3 060 лв., а за „Топлофикация - Плевен“ АД е 2 476 лв. Въпреки направените увеличения на заплатите през изминалата година, дружеството продължава да изостава с около 23%. С въвеждането на двигателите в експлоатация работата е увеличена, затова е предвидено индексирание на заплатите на служителите, поради тези причини и трудното задържане на квалифицирани кадри е предвиден разходът да достигне 6 944 хил. лв. за следващия ценови период.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 94,19 MW.

Образуване на цените:

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

1.1. Прогнозни емисии CO₂ – 207 482 t, заявени от дружеството – 18 113 t безплатни квоти = 189 369,15 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 136,91 лв./t x 189 369,15 t = 25 927 хил. лв.

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 109 309,00 km³.

1.2. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 104 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи, в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

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

3. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

3.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

3.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 64,99 лв./MWh;

3.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,10 + 5,01 = 6,11 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 71,09 лв./MWh.

4. Норма на възвръщаемост на капитала:

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

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:

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

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

$D_{СК}$ – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

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

DC – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$D_{ПК}$ – 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.

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“.

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 степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business¹⁵, съгласно която безлостовият β коефициент за 2024 г. за дружества в

¹⁵ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

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.

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%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 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 и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов β коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	22%
3	Дял на собствения капитал	78%
4	Лостов β коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ($p.7=p.5+p.6$)	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ($p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$)	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ($p.10=p.6+p.8$)	6,32%
11	НВ ($p.11= (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)$)	6,50%

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,50%.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ																
2023/2024																
Отчетни данни																
месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:			
Количество, Qg	MWh	62 100	61 560	62 640	63 180	101 520	131 760	142 020	124 200	110 700	76 140	63 720	62 640	1 062 180		
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29		
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,67		
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	1 907,09	1 946,53	1 750,16	1 951,00	930,94	499,37	1 944,25	2 510,08	3 730,59	2 470,74	2 179,22	2 210,57	24 031		
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	68,67		
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,67		
2. Корекция по въглеродни емисии																
Количество, Qe	тона	169 481														
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00														
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	70,95														
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	5 651,67														
													$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_{пl}) + Q_e * (C_{пе} - C_{пl}) \pm Pt-1$		=	30 724,85

Топлофикация-Плевен“ АД е представило становище с вх. № Е-14-04-6 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

„Топлофикация-Плевен“ АД е посочило, че приема в цялост Доклада, като извършените промени на ценообразуващите елементи за новия ценови период са коректни и са свързани с точното определяне на разходите за емисии парникови газове, от което следва и преизчисление на регулаторната база на активите.

Дружеството заявява, че са отчетени факторите влияещи върху цената на природния газ, поради което приема изчисленията крайната цена на природния газ да е в размер на 71,09 лв./MWh, в съответствие с режима на потребление.

По отношение на корекцията на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ в размер на 30 724,85 хил. лв. дружеството е посочило, че отразява разликата в предвижданията за цените на природния газ и на квотите за емисии и реално достигнатите нива на цените през регулаторния период 2023 г./2024 г.

„Топлофикация-Плевен“ АД настоява Комисията да разработи механизъм, с който корекцията на необходимите приходи да бъде съобразена и с разликата между прогнозната пазарна цена на електрическата енергия и средната цена на базовия товар на „Българската Независима Енергийна Борса“ ЕАД.

Дружеството заявява, че според Доклада постигнатата средна цена за базовия товар на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД е 203,10 лв./MWh. Дружеството е обърнало внимание, че прогнозната борсова цена за регулаторния период 2023 г./2024 г., съгласно Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. е 240,98 лв./MWh. Дружеството посочва, че поради спада на борсовите стойности, цената по която „Топлофикация-Плевен“ АД продава електрическата си енергия от м. март 2024 г. е 120 лв./MWh, като средната постигната от „Топлофикация-Плевен“ АД за регулаторния период 2023/2024 цена е 204,87 лв./MWh, а недовзетия приход от продажбата на електрическа енергия на борсова цена за дружеството е в размер на 11 457 хил. лв. В тази връзка е представена информация в табличен вид, както следва:

	Март	Април	Май	Юни
Цена по Решение № Ц-12, лв./MWh	240,98	240,98	240,98	240,98
Продажна цена по Договор за продажба, лв./MWh	120,00	120,00	120,00	120,00
Разлика, лв./ MWh	120,98	120,98	120,98	120,98
Количество електроенергия за месеца, MWh	27 500	22 500	22 700	22 000
Недовзет приход, лв.	3 326 950	2 722 050	2 746 246	2 661 560
Общо недовзет приход за периода, лв.	11 456 806			

Дружеството посочва, че неотчитането на недовзетия приход от продажбата на електрическа енергия при определянето на корекцията на необходимите приходи, не кореспондира с метода на ценовото регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ и води до дисбаланс между необходимите годишни приходи и признатите годишни разходи за дейността по лицензията.

Дружеството обръща внимание, че в чл. 8, ал. 12 от НРЦТЕ и чл. 24а, ал. 3 от НРЦЕЕ е предвидена възможност, корекциите за надвзет или недовзет приход да бъдат разсрочвани изцяло или частично при спазването на принципите по ЗЕ. В тази връзка дружеството е предложило, предвид несигурността на пазарите и неточността при определяне на прогнозните борсови цени на електрическата енергия и прогнозните цени на природния газ, Комисията да обсъди възможността за разсрочване на надвзетите приходи на дружествата.

„Топлофикация-Плевен“ АД отбелязва, че не разбира как въпреки коректното отчитане на всички ценообразуващи елементи и при направените от дружеството инвестиции, увеличеният ръст на произведената електрическа енергия и положителното влияние на намалената цена на природния газ има **увеличение на цената на топлинната енергия**. В допълнение дружеството е обърнало внимание, че определената с Решение № Ц-13 от 31.05.2024 г. на КЕВР цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода е в размер на 82,22 лв./MWh, а предложената в доклада цена за новия регулаторен период е в размер на 90,12 лв./MWh.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението по отношение на корекциите на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ не се приема. Същите са в съответствие с т. 14 от общия подход, в която е описана възможността за компенсиране на разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии в следващия регулаторен/ценови период, но нормативната уредба в ЗЕ и наредбите по приложението му не включва възможност за компенсиране на разлики от продажба на електрическа енергия.

Производители на електрическа енергия с обекти с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, какъвто производител е „Топлофикация-Плевен“ АД, следва да продават произведената електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия (чл. 100, ал. 4 и 6 от ЗЕ), като при наличие на законовите изисквания на тези производители се изплаща и премия. ЗЕ не предвижда механизъм за компенсиране на приходите между действително реализирана борсова цена и определената прогнозна, като дружествата следва да са активни участници на пазара на електрическа енергия.

Искането за разсрочване на надвзетия приход не се приема. В предходните два регулаторни периода са установявани недозети приходи, които са компенсирани в полза на дружеството, без да бъдат разсрочвани. В тази връзка е обосновано и за настоящия регулаторен период да бъде приложен същият подход.

2. Възражението по отношение на увеличението на цената на топлинната енергия не се приема. Утвърдената с Решение № Ц-13 от 31.05.2024 г. на КЕВР цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода в размер на 82,22 лв./MWh е определена на базата на ценообразуващите елементи, които са били относими за ценови период 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. Предложената в Доклада цена за новия регулаторен период е в размер на 90,02 лв./MWh, а не 90,12 лв./MWh, както посочва дружеството и е в съответствие с ценообразуващите елементи, които са относими за новия ценови период 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация – Плевен“ АД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация – Плевен“ АД			
	Предложение	След корекция	Изменение, %
Справка № 1 – „Разходи“			
Разходи за емисии парникови газове (CO ₂), хил. лв.	27 156	25 927	-4,5
Справка № 2 – „РБА“			
Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	55 288	53 852	-2,6

След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация – Плевен“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	248,78
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	71,08
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	90,02
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	84,77

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 143 167 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 139 664 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 849 хил. лв. и променливи – 115 815 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 53 852 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,50%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 370 000 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 195 100 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 33 400 MWh.

4. „ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-13-3 от 01.04.2024 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 118,52 лв./MWh без ДДС;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 472,86 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация - Бургас“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	605,38	490,42	472,86	-3,58
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	95,20	95,20	118,52	+24,49

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при следните цени на горивата, без ДДС:

- природен газ – 908,26 лв./kNm³;
- друг вид гориво (биомаса) – 432,60 лв./t при долна работна калоричност – 4 076 kcal/kg.

Дружеството е приложило на хартиен и електронен носител документи, съгласно подробен опис към заявлението.

С писмо с изх. № Е-14-13-3 от 04.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна информация към заявлението, както следва: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ. Изисканата информация е представена от дружеството с писмо с вх. № Е-14-13-3 от 15.04.2024 г.

„Топлофикация - Бургас“ АД е представило следната обосновка:

Условно-постоянни разходи

1. Прогнозни разходи – определени са след анализиране на заявените променливи разходи за ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. и отчетните за 2023 г., като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през новия прогнозен период. Към тях не са включени финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата и разходи за бъдещи периоди, които са част от Отчета за приходите и разходите. В състава на условно-постоянните разходи не са включени разходи за загуби от обезценки, брак, отписани вземания и лихви за забава, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение на сключени договори и лихви за забава.

2. Разходи за амортизации на дълготрайните активи – Дълготрайните активи (ДА) се амортизират, съгласно прилаганата в дружеството счетоводна политика и счетоводния амортизационен план. Разходите за амортизации на ДА са изчислени, съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизации за прогнозния период са включени тези на въведените в експлоатация ДА до края на 2023 г. От общия размер на прогнозните разходи **1 162 хил. лв.**, 654 хил. лв. са за електрическа енергия, а за топлинна енергия са разпределени на териториален принцип по направления „Производство“ – 363 хил. лв. и „Пренос“ – 57 хил. лв. Разходите за амортизации, начислявани върху ДА, общо за двата продукта, са в размер на 88 хил. лв.

3. Разходите за ремонт, включени в УПР, са в размер на **2 906 хил. лв.**, в т. ч. 2 586 хил. лв. в направление „Производство“ и 320 хил. лв. в направление „Пренос“. От начислените към направление „Производство“ разходи за ремонт – 2 491 хил. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 70 хил. лв. – за топлинна енергия, а 25 хил. лв. общо за двата продукта. Разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, включват обслужвания, ремонт и поддръжка на газо-буталните двигатели, съгласно изискванията на производителя в периодите между всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 мото-часа работа, а разходите за 40 000 мото-часа работа (основен ремонт), които включват всички видове останали ремонти, са отнесени към инвестиции.

4. Прогнозният разход за заплати и възнаграждения е съобразен с числеността на персонала в дружеството, която е оптимизирана до 164 работници и служители, както и въз основа размера на възнагражденията, определени на база подписаните трудови договори. Те обслужват дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и „Пренос на топлинната енергия“. Годишните разходи за работни заплати в направление „Производство“ са в размер на 4 128 хил. лв. и 1 356 хил. лв. за дейността „Пренос на

топлинна енергия“ или общо планираните средства за заплати и възнаграждения на дружеството възлизат на **5 484 хил. лв.**

Дружеството посочва, че разходите за заплати и възнаграждения и на начисленията, свързани с тях, през новия ценови период са увеличени спрямо 2023 г., което се дължи на увеличените през м. ноември 2023 г. работни заплати от една страна и на отчетения по-малък размер на разходите за заплати през 2023 г. поради неотработени дни, вследствие на обезщетения по болест и майчинство, движение на персонала (назначени и напуснати работници и служители) и неплатен отпуск. Прогнозните средства за работна заплата и осигурителни вноски на персонала са посочени без да се предвиждат неотработени дни и неплатени отпуски.

Дружеството отбелязва, че съгласно действащия в дружеството колективен трудов договор (КТД), работодателят се задължава да осигури средства за социални разходи в размер не по-малко от 10% от начислените средства за работна заплата, като средствата за социални разходи за 2023 г. са в размер от 3,75% от начислените средства за работна заплата, а за периода 01.07.2024 – 30.06.2025 г. са предвидени 4,20%.

5. Общият прогнозен размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, е 1 752 хил. лв. при 1 553 хил. лв. по отчет за 2023 г. или увеличение с 199 хил. лв. Дружеството посочва, че всички позиции на разходите са определени на база достигнатия им размер през отчетната 2023 г., като увеличение се наблюдава при следните позиции:

5.1. Горива за автотранспорт – поради придобиване на нов автомобил.

5.2. Разходи за проверка на уреди – дружеството предвижда увеличение на разходите поради предстоящата последваща метрологична проверка на част от уредите за търговско измерване, намиращи се при топлоизточника и в абонатните станции. Проверката на уредите е предвидено да се извърши преди началото на отоплителния сезон 2024/2025 г.;

5.3. Разходи за съдебни дела – очакванията на дружеството са за по-голям размер на съдебните разходи през 2024 г. поради големия материален интерес по заведените дела.

5.4. Разходи за безплатна предпазна храна – дружеството предвижда увеличение на средствата за безплатна предпазна храна на работниците и служителите.

5.5. Разходи за такса „събрано инкасо“ – прогнозираните са в размер на 120 хил. лв., като размерът им се формира от възнагражденията на изпълнителите по сключените договори за събиране на вземания, както и комисионните, събирани от банките върху постъпленията от клиенти по микро-сметката и чрез ПОС-терминалните устройства. Предвиденото увеличение през новия ценови период е свързано с очакванията за увеличаване на събираемостта.

6. Не се планират приходи от присъединяване и от топлоносител, тъй като няма заявени желаниа за присъединяване на нови клиенти, както и за ползване на топлоносител. През 2023 г. също няма реализирани приходи от тези дейности, както и такива от промяна на партии, съгласуване и заверка на скици или други административни услуги.

Променливи разходи

7. Разходите за горива в енергийната и водогрейна части са определени при цена на природния газ 908,26 лв./кнм³ и в съответствие с показателите в ценовите модели.

Посочва се, че през 2020 г. дружеството е стартирало нов проект за газобутален двигател на природен газ с номинална електрическа мощност 8,73 MW, който предстои да се реализира през новия регулаторен период 2024/2025 г. Процесът ще е съпроводен с провеждането на редица пробни изпитания на всички възли и енергийните потоци, проверки и други мероприятия за постигане на оптималните показатели на новото високоефективно комбинирано енергийно производство. С това дружеството аргументира отклоненията в планираните производствени показатели в инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (ИКПТЕЕ) през новия регулаторен период спрямо отчетната 2023 г.

Специфичният разход на условно гориво за електрическа енергия от комбинирано

производство за регулаторния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., е разчетен в размер на 74,26 g/kWh при отчетна стойност на показателя 71,79 g/kWh за 2023 г., т. е. с 3,4 % е по-висок спрямо отчетния показател за предходната година.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от комбинирано производство за регулаторния период 01.07.2024 г.– 30.06.2025 г. е разчетен в размер на 228,69 kg/MWh при отчетна стойност на показателя 230,09 kg/MWh за 2023 г., т. е. с 0,6% е по-нисък спрямо отчетния показател.

Дружеството подчертава, че тези показатели осигуряват цялото количество произведена електрическа енергия като комбинирано с обща ефективност 79,21% и икономия на гориво в размер на 19,8%, определени на база планираните количества произведена топлинна и електрическа енергия. Съответните отчетни показатели за 2023 г. са: обща ефективност на комбинирано производство - 79,01% при икономия на гориво в размер на 19,3%.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от отделно производство за регулаторния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. е разчетен в размер на 169,25 kg/MWh с обща ефективност 72,6% при отчетните стойности на показателите за 2023 г., съответно 169,14 kg/MWh и 72,6%.

8. Разходите за вода за подпитка в натурално изражение са приети в размер на 10,27 m³/h или **60 хил. лв.** за новия ценови период. Разходите за вода за технологични нужди са изчислени при стойност 0,195 m³/MWh или **135 хил. лв.** За битови нужди се използва питейна вода от „Водоснабдяване и канализация“ ЕАД, гр. Бургас при цена 4,17 лв./m³ или прогнозен разход в размер на **12 хил. лв.** при разходна норма на водата за битови нужди на ден – 8,10 m³/ден, която е средна стойност за последните 5 години. Дружеството е прогнозирано **общ прогнозен разход на вода** за новия ценови период в размер на **201 хил. лв.**, в т. ч. и 6 хил. лв. за правото на водоползване на сондажната вода.

9. Разходите за закупена електроенергия са в размер на **628 хил. лв.** и са формирани от количеството електрическа енергия, предназначено за абонатните станции, и разходите за достъп до електроразпределителната мрежа. Приетият от дружеството разход на електрическа енергия за 1 MWh реализирана топлинна енергия е 8,75 kWh/MWh.

10. Разходите за консумативи са планирани в общ размер на **731 хил. лв.**, при отчетени за 2023 г. в размер на 557 хил. лв. Те включват разходи за: солена разтвор – 93 хил. лв., 20% натриева основа – 87 хил. лв., разход на масло (изгаряно от двигателите и разход на масло за подмяна) – 511 хил. лв., разходи за запалителни свещи – 40 хил. лв.

11. Разходите за външни услуги са планирани в общ размер на **3 835 хил. лв.** при отчетени за 2023 г. 4 119 хил. лв. и включват: разходи за небаланс от участие в специална балансираща група, разходи за ФСЕС, разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса, ежемесечните такси за достъп до електропреносната мрежа и разходи за такси за компенсиране на сезонна неравномерност на доставките на природен газ.

Разходите за небаланс от участие в специална балансираща група на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство са прогнозирани в размер на 632 хил. лв. Същите са определени на база на прогнозируем небаланс в размер на 3% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия – 205,58 лв./MWh, изчислена като средна претеглена от издадените фактури за небаланс за периода от 01.07.2023 г. до 31.12.2023 г.

Разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система“ са прогнозирани в размер на 3 032 хил. лв. Същите са определени на база 5% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия от 472,86 лв./MWh.

Предвидените разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са на обща стойност 245 хил. лв. Определени са в размер на 5,50 % от използваните количества биомаса и таксата за депониране на отпадъци, отчисленията по чл. 60 и чл. 64 от

Закона за управление на отпадъците и таксата за превоз на отпадъците.

Прогнозирани са разходи за достъп до електропреносната мрежа на обща стойност 249 хил. лв., определени на база нетна продадена електрическа енергия за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. и цена в размер на 2,43 лв./MWh.

Разходите за компенсиране на сезонна неравномерност на доставките на природен газ са определени по 23,8 хил. лв. на месец за целия регулаторен период.

12. Разходите за емисии парникови газове (CO₂) – дружеството посочва, че на „Топлофикация – Бургас“ АД, след одобряването, се очаква да бъдат разпределени следните количества безплатни квоти по чл. 10а на Директива 2003/87/ЕО за топлинна енергия и по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО за електрическа енергия:

- 2024 г. – 7 656 t CO₂ за топлинна и 0 t CO₂ за електрическа енергия;
- 2025 г. – 7 443 t CO₂ за топлинна и 0 t CO₂ за електрическа енергия.

Основният показател, въз основа на който се извършва разчет на генерираните емисии на парникови газове по периоди, е само разходът на природен газ. При използване на биомаса емисиите на парниковите газове не се отделят (емисионният фактор на биомасата е нула). Другите горива в топлоизточника не се използват (мазут и промишлен газьол са резервни горива).

Верифицираното количество емисии парникови газове за 2023 г. е в размер **52 398 t CO₂** и е изчислено с формуляра за Докладване на годишни емисии на ИАОС.

Дружеството посочва, че за 2023 г. е получило **7 869 безплатни квоти** за топлоенергия по чл. 10а от Директивата, докато определените за 2024 г. в размер на 7 656 t CO₂ не са били постъпили в регистъра по сметка на дружеството към момента на изготвяне на заявлението за цени. В тази връзка, е направено изчисление за количеството CO₂ квоти (52 398 – (7 869+0)), което е в размер на **44 529 t CO₂**, и представлява недостиг, който трябва да бъде закупен.

За **новия ценови период 01.07.2024 г.–30.06.2025 г.** са направени изчисления с прогнозно количество на генерираните емисии – **60 304 t CO₂**, и безплатно количество за 2023 г. в размер на **7 869 t CO₂**, при което дружеството е изчислило, че **52 435 t CO₂** е недостигът на CO₂ квоти, които ще трябва да закупи. Използвана е прогнозна цена на CO₂ квоти в размер на 70 евро/t CO₂ или прогнозният разход възлиза на **7 179 хил. лв.**

13. Регулаторната база на активите е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за разделно и комбинирано производство, така и по продукти. В стойността на ДА не са включени тези, несвързани с лицензионната дейност и отдадените под наем, както и разходите за придобиване и ликвидация на ДА, а само стойността на ДА в експлоатация към 31.12.2023 г. Признатата стойност на ДА за производство на топлинна и електрическа енергия от своя страна се разделя между двата произвеждани продукта по следния начин: ДА, които могат да бъдат пряко отнесени към всеки един от произвежданите продукти, се разпределят към него, а тези които не могат да бъдат пряко отнесени към производството на топлинната или към производството на електрическата енергия, се разделят пропорционално на база стойностите на дълготрайните активи, пряко обслужващи производството на двата продукта.

14. Стойността на оборотния капитал за всяка от дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и „Пренос на топлинна енергия“ е определена като 1/8 от годишните оперативни парични разходи, като не се включват разходите за амортизации в съответствие с т. 32.5 от Указания-НВ. Получената стойност на оборотния капитал за „Пренос на топлинна енергия“ е 270 хил. лв., тази за „Производство на топлинна и електрическа енергия“ в размер на 7 166 хил. лв. е разпределена пропорционално на база балансовите стойности на ДА, обслужващи производството на двата продукта.

15. Стойността на собствения капитал е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2023 г., като не включва текущия финансов резултат. **Нормата на възвръщаемост** на собствения капитал е в размер на **7%**, утвърдена от КЕВР за предходния ценови период. **Привлеченият капитал** и среднопретеглената му норма на

възвръщаемост са определени в съответствие с условията по договорите за кредити и техните лихвени ставки. Дружеството посочва, че има задължения в размер на 10 566 хил. лв. и средно-претеглена лихва 5,07%. Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО – 10%.

16. Прогнозни количества топлинна и електрическа енергия – общото количество топлинна енергия за производство е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на **176 911 MWh** и топлинната енергия за собствени нужди в размер на **3 250 MWh**. Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база статистическите данни от 2019 г. с отчитане на текущото състояние на съоръженията и външните метеорологични условия. Посочва се, че отклонението на количеството за собствени нужди за новия ценови период спрямо същите количества за всички периоди варира от +14,54% до -8,80%. Общото количество произведена топлинна енергия в размер на **180 161 MWh** е сбор от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на **176 911 MWh** и количеството топлинна енергия за собствени нужди в размер **3 250 MWh**.

Дружеството прогнозира произведената топлинна енергия от ИКПТЕЕ да е в размер на **114 766 MWh**, при средна топлинна мощност в размер на **2,308 MW** на мото-час и **49 716 мото-часа** на цялата инсталация за новия регулаторен период.

Планираното количество топлинна енергия, произведена от водогрейната част, е в размер на **65 702 MWh** и е разлика между общото количество произведена топлинна енергия в размер на 180 161 MWh и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 114 766 MWh.

Количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на **121 773 MWh**, които включват топлоенергия за отопление – **52 990 MWh** и топлоенергия за битово-горещо водоснабдяване – **61 776 MWh**. Топлинната енергия за отопление се определя въз основа на анализ на отчетни данни по години и очакваното реализирано количество топлинна енергия към края на отоплителен сезон 2023/2024 г. Количеството на топлинната енергия за отопление се планира в размер **52 990 MWh**, при средна външна температура за отоплителните месеци 8,40°C и обща сума на ден-градусите за годината 1 679. Това количество е получено по изчислителен път с прилагане на формулата за определяне на количеството топлинна енергия за отопление. Дружеството посочва също, че се очаква тенденция за увеличение на консумацията на топлинна енергия за отопление.

Планираното количество топлинна енергия за БГВ е в размер на **61 776 MW**, като се посочва, че отклонението на това количество за новия регулаторен период спрямо средноаритметичната стойност на същия показател за всички периоди е с -3,53%.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях** е определено на база статистическите данни от 2019 г. с отчитане на текущото състояние на топлопреносната мрежа и външните метеорологични условия и е в размер на **55 100 MWh**, което е с 6,32% по-високо от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2020 г. – 2023 г.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции** е в размер на **4 777 MWh** и е със 7,15% по-ниско от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2020 – 2023 г., като същото е определено на база статистическите данни по години от 2019 г. и Методика за разработка на технологичните загуби в абонатните станции, разработена от ТУ-София.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от изтичане на топлоносител** от водната топлопреносна мрежа за новия ценови период е в размер на **5 389 MWh** и е със 7,15% по-ниско от стойността на показателя за изминалия период. Определено е при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 9,10 m³/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 71 и 48°C. Дружеството счита, че е приемливо да се приеме това количество за новия ценови период, предвид състоянието на топлопреносната мрежа.

За новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. дружеството посочва, че **общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи** ще възлиза на **60 489 MWh**. Отклонението на това количество за новия регулаторен период спрямо средно аритметичната стойност на същия показател за всички периоди е +5,74%.

В резултат на гореизложените допускания и изчисления, за новия ценови период се планира количеството топлинна енергия с гореща вода, отпусната към преноса, да е в размер на **176 911 MWh**.

Дружеството прогнозира да произведе електрическа енергия в размер на **110 415 MWh**, при средна електрическа мощност в размер на **2,221 MW** на мото-час и **49 716 мото-часа** на цялата инсталация за новия регулаторен период, които са съобразени с броя и продължителността на обслужванията, предписани от завода-производител.

Планираното количество електрическа енергия, предназначено за продажба, възлиза на **102 482 MWh**, като се посочва, че то е разлика между количеството произведена електрическа енергия от ИКПТЕЕ и количествата електрическа енергия за собствени нужди и електрическа енергия загубена при трансформацията на 6,3 kV и 20 kV в съоръженията на „ЕСО“ ЕАД. Дружеството посочва, че планираното отклонение на общото количество електрическа енергия за собствени нужди и загубите от трансформация за новия регулаторен период спрямо средноаритметичната стойност на същия показател за всички периоди е +12,62%. В топлоизточника на дружеството е извършената реконструкция на водо-тръбен котел ВК-100 (№ 4), свързана с поставяне на наклонена скара в пещната камера на съществуващия котел ВК 100 № 4 с цел производство на ТЕ, освен от изгаряне на природен газ и чрез оползотворяване на биомаса.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 17,823 MW.

Образуване на цените:

1. Прогнозни емисии CO₂ – 52 435,00 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 136,91 лв./t x 52 435,00 t = 7 179 хил. лв.

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са **31 719 knm³** и **14 321 t** биомаса.

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

2.1. Не се признават като неприсъщи за лицензионната дейност разходи за външни услуги, в размер на 3 835 хил. лв., включващи:

- разходите за небаланс от участие в специална балансираща група, съгласно т. 1.4. от общия подход;

- разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система“, съгласно чл. 36е от ЗЕ;

- разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъци, като неприсъщ разход;

- разходи за достъп до електропреносната мрежа, съгласно чл. 30, ал. 6 и чл. 33, ал. 6 от ЗЕ;

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са **31 719 knm³** и **14 321 t** биомаса.

2.2. Приходите от юрисконсултски вознаграждения в размер на 2,333 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи, в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

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

4. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

4.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

4.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 63,94 лв./MWh;

4.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $1,02+5,32 = 6,34$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 70,28 лв./MWh.

5. Норма на възвръщаемост на капитала:

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

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:

$NB = (ДСК * NB_{СК} + ДПК * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС)$, 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.

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:

НВб е безрискова норма на възвръщаемост;
НВп – пазарна рискова премия;
βL – лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

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 степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отражава колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business¹⁶, 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.

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%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 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 и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов β коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	23%
3	Дял на собствения капитал	77%
4	Лостов β коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%

¹⁶ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

7	Пазарна рискова премия за България ($p.7=p.5+p.6$)	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ($p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$)	5,52%
10	Цена за обмен капитал преди данъци ($p.10=p.6+p.8$)	6,32%
11	НВ ($p.11= (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)$)	6,53%

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,53%.

[TLP-WHITE]

Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2023/2024												
		Отчетни данни												
месец		07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	24 237	22 616	22 410	25 347	27 083	30 607	32 497	28 350	35 575	26 906	26 078	22 912	324 618
Цена на пр. газ, Цпр	BGN/MWh	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52
Цена на пр. газ, Цтърговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	66,58
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	725,65	697,70	608,89	763,19	227,50	92,43	419,86	551,12	1 171,50	852,39	871,79	790,93	7 773
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	66,58
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	66,58

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	49 126
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	88,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	70,95
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	1 638,20

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-11 980,01	-11 433,51	546,50

$$H_t = Q_g * (C_{pr} - C_{п})_t + Q_e * (C_{пе} - C_{п})_t \pm P_{t-1} = 9\,957,65$$

„Топлофикация - Бургас“ АД е представило становище с вх. № Е-14-13-4 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

Дружеството заявява, че КЕВР редуцира определени разходи, пряко свързани с дейността по лицензията за новия ценови период, като дружеството посочва намалените разходи по позиции, както и аргументи в полза на заявените от него размери:

По отношение на т. 2.1, не се признават разходите за външни услуги в размер на 3 835 хил. лв., част от които са и разходите за такси за транспортиране и депониране на отпадъци, като неприсъщ разход.

Предвидените разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса са на обща стойност 245 хил. лв. Същите са определените в размер на 5,5 % от 14 321 т., които са прогнозните количества биомаса и таксата за депониране на отпадъци (184 лв./т.), отчисления по чл. 60 и чл. 64 от Закона за управление на отпадъците (общо 111 лв./т.), плюс таксата за превоз на отпадъците - 79 курса на разстояние общо 38,5 км. в двете посоки по 4,00 лв./км.

Дружеството настоява този разход в размер на 245 хил. лв. да бъде признат като присъщ производствен разход, тъй като тези отпадъци са получени в резултат от изгарянето на биомасата при производството на топлинна енергия. В тази връзка посочва, че през отчетната 2023 г. този разход е в размер на 251 хил. лв. В допълнение дружеството посочва, че за депониране на специфичните производствени отпадъци, е подписало договор с Общинско предприятие „Чистота Еко“ и се грижи за тяхното извозване.

По отношение на корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ.

Дружеството посочва, че в таблицата за „Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ“ на стр. 67 от Доклада са нанесени планираните количества природен газ за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., вместо тези за периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. В тази връзка, дружеството прилага коригирана таблица с количества природен газ за периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., съгласно Приложение № 2, като за периода от 01.03.2024 г. до 31.05.2024 г. данните са вече по отчет, тъй като при подаване на заявлението за новия регулаторен период през м. март данните за тези месеци са били прогнозни. В тази връзка „Топлофикация - Бургас“ АД настоява да бъдат преизчислени корекциите на необходимите приходи, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението по отношение на т. 2.1 не се приема. Не се признават разходите за външни услуги в размер на 3 835 хил. лв., тъй като в посочената стойност дружеството включва и разходите към ФСЕС и ежемесечните такси за достъп до електропреносната мрежа, които не се включват в състава на признатите от комисията разходи, съгласно чл. 30, ал. 6, чл. 33, ал. 6 и чл. 36е от ЗЕ, разходи за такси за компенсиране на сезонна неравномерност на доставките на природен газ, които не следва да се признават като разход в цените, доколкото произтичат от смяна на доставчика на природен газ, която не е икономически обоснована от дружеството, а по отношение на разходите за транспортиране и депониране на отпадъци, дружеството не е представило доказателства.

2. Възражението по отношение на корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ се приема частично. След корекция с данните за периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. от Приложение № 2 от заявлението, надвзетият приход се променя от 10 136,86 хил. лв. на 9 957,65 хил. лв.

Отчетните данни за периода от 01.03.2024 г. до 30.06.2024 г., следва бъдат съобразени при корекцията за предходен ценови период чрез показателя Pt-1 в следващия ценови период, съгласно чл. 24а от НРЦЕЕ.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация – Бургас“ АД за следващия ценови период са следните :

„Топлофикация – Бургас“ АД			
Справка № 1 – „Разходи“	Предложение	След корекция	Изменение %
1. Разходи за външни услуги, хил. лв.	3 835	0	-100
2. Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия, хил. лв.	26 653	22 316	-16,2

След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация – Бургас“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	329,99
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	152,29
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	81,77

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 53 295 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 51 902 хил. лв., от които условно-постоянни – 12 555 хил. лв. и променливи – 39 347 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 21 344 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,53%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 102 482 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 116 422 MWh.

5. „ВЕОЛИЯ ЕНЕРДЖИ ВАРНА“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-53-2 от 01.04.2024 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 125,23 лв./MWh без ДДС;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 347,12 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %

к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	519,20	427,72	347,12	-18,84
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	136,99	136,99	125,23	-8,58

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ –682,15 лв./knm³, без ДДС.

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е представило следната обосновка:

Дружеството е представило подробна информация за „Исходна ситуация и нормативни основания за подаване на заявление за определяне на цените за регулаторен период от 01.07.2024 г.“, в която се коментират: нормата на възвръщаемост на капитала, регулаторна база на активите, планираните продажби на топлинна енергия, размер на технологичните разходи, планирани продажби на електрическата енергия, прогнозните цени на природния газ и на въглеродните емисии, цените за достъп и пренос през газопреносната мрежа, оборотният капитал и др.

По отношение на ценообразуващите елементи и образуването на цените, е изложено следното:

При определяне на нормата на възвръщаемост на капитала, дружеството е използвало концепцията за среднопретеглената цена на капитала. Стандартната методология за изчисляване на среднопретеглената цена на капитала отчита цената на собствения капитал и цената на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура на дружеството. Дружеството посочва, че нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане е изчислена по формула, съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ. За изчисляване на цената на собствения капитал, дружеството е приложило международно приет модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Asset Pricing Model – CAPM), съгласно който нормата на възвръщаемост е определена по следната формула: $HVCK = \text{Безрискова премия} + \beta e * \text{Пазарна рискова премия}$.

Безрисковата премия е в размер на 4,0299%. За нейното определяне е приет дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, среднопретеглен за последния 12-месечен период от март 2023 г. – февруари 2024 г. по данни на БНБ.

Дружеството е използвало информация, публикувана в сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business, актуална към 05.01.2024 г., от където е получило, че безлостовият отраслов β коефициент за 2023 г. по отношение на дружествата в електроенергийния сектор е в размер на 0,38. При капиталова структура от 123,13% и размер на данъчната ставка 10%. безлостовият отраслов β коефициент е преобразуван в лостов β коефициент, със стойност 0,808.

По отношение на пазарната рискова премия, дружеството посочва, че съгласно публикациите на Aswath Damodaran, актуализирани към 01.01.2024 г., същият препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари и странови риск за България 2,34%. Сборът от стойностите на системния риск и специфичния странови риск за България представлява пазарната рискова премия от 6,94%.

При направените допускания, дружеството е изчислило **норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 9,6377%**.

Дружеството е изчислило **норма на възвръщаемост на привлечения капитал** в размер на 6,3657%, като е посочило, че същата е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал.

Нормата на възвръщаемост на капитала е изчислена от дружеството в размер на

8,31%, като за пресмятанята са използвани определени параметри: дял на собствения капитал – 45%; дял на привлечения капитал – 55% и корпоративен данък по ЗКПО – 10%, както и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 9,6377%.

За новия регулаторен период условно-постоянните разходи са увеличени с 8,00% (или с 553 хил. лв. спрямо отчетната 2023 г.).

Разходи за амортизация – те са определени на база амортизационната политика на дружеството при спазване указанията на КЕВР, като отчитат движенията на активите през базовата година, включително и капитализираните към 31.12.2023 г. За новия ценови период се планират в размер на 2 373 хил. лв., което е с 30 хил. лв. повече спрямо отчета за 2023 г.

Разходи за ремонт – планирани са в размер на 1 412 хил. лв. или са със 128 хил. лв. повече спрямо отчета за 2023 г., което е увеличение с 10%. Дружеството посочва, че увеличението се дължи основно на ръста на цените на резервните части за ко-генераторните инсталации и предвиденото извършване на ремонтни дейности на електрически уредби 20kV, 6kV, 0,4kV, прекъсвачи, релейни защиты и кабелни трасета.

Разходи за заплати и възнаграждения – определени са на база действащите организационна структура, политиката за управление на човешките ресурси и средствата за работни заплати и възнаграждения. В необходимите разходи за възнаграждения на служителите и социално осигуряване са включени индексиранияте трудови възнаграждения с 3% от 01.01.2024 г. и със 7,5%, считано от 01.03.2024 г., което компенсира регистрираната инфлация за 2023 г. в размер на 9,6%. Към тях са добавени 1% за прослужено време, според действащия КТД в дружеството. За първото шестмесечие на 2025 г. е заложено увеличение на работните заплати и осигуровки в размер на 2% и включен 1% клас за прослужено време, според действащия КТД в дружеството.

Планираните разходи за заплати и възнаграждения възлизат общо на 2 772 хил. лв., в т. ч. 2 167 хил. лв. – разходи за работни заплати и възнаграждения и 605 хил. лв. – за осигурителни вноски и социални разходи. Това е увеличение с 303 хил. лв. общо спрямо базисната 2023 г.

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са планирани на база отчетените през 2023 г. разходи, индексирани с прогнозна средно годишна инфлация от 9,6%, съобразена с пазарната. За целта е използвана информация от официалния сайт на НСИ, актуална към 22.03.2024 г. Посочва се, че средногодишната инфлация за 2023 г. е 9,6% и в тази връзка, дружеството предвижда увеличение на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в размер на 11,2% (92 хил. лв.), от 824 хил. лв. до 916 хил. лв.

Дружеството е представило справка за разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ и заявява, че при някои от тях се наблюдава по-съществено изменение, както следва: експертни и одиторски услуги в размер на 247 хил. лв. или разлика спрямо отчета за 2023 г. с 23 хил. лв.; застраховки в размер на 107 хил. лв. или разлика спрямо отчета за 2023 г. с 10 хил. лв.

Променливи разходи – планирани са в размер на 20 052 хил. лв. или дружеството предвижда намаление със 7 274 хил. лв. спрямо отчета за базовата 2023 г. (27 326 хил. лв.)

Разходи за основно гориво – планираният разход на природен газ е в размер на 13 955 хил. лв., изчислен с прогнозни цени. Използвани са месечни котировки, базирани на сетълмент цени за финансов фючърс за хъб TTF от EEX Financial Futures (EGSI) Market Data (eex.com) предвид методиката за ценообразуване на „Булгаргаз“ ЕАД, в която преобладаващ дял има цената за месец-напред на хъб TTF. Разходите за пренос и достъп са калкулирани на база тарифите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газовата година 01.10.2023 г. – 30.09.2024 г.

Разходи за вода – прогнозните разходи за вода са 277 хил. лв. и са формирани от три компонента – за подпитаване на топлопреносната мрежа, за производство и за битово водоснабдяване на производствената централа, в съответствие с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия. В разходите за вода са включени, както тези за закупуване на питейна вода, така и за канал, отвеждане и пречистване. Размерът им в бъдещия ценови период е завишен с 27 хил. лв., което посочват, че се дължи на увеличение на цените на

водоснабдителните услуги на „Водоснабдяване и канализация-Варна“ ООД – съответно от 01.01.2024 г. с 10% и очаквано от 01.01.2025 г. с допълнителни 10%.

Разходи за закупена енергия – разходите за закупена електроенергия са в размер на 369 хил. лв. и са формирани от количеството електрическа енергия за абонатните станции и за собствени нужди на производствената централа, в съответствие с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия. Увеличението им в бъдещия период спрямо отчетната 2023 г. е с 33 хил. лв. и се дължи на по-големия брой абонатни станции в новоприсъединени сгради. За определяне на цената на електроенергията са използвани базирани на сетълмент цени на финансов фючърс от ЕЕХ за Унгария Futures (eex.com).

Разходи за консумативи, химикали и реагенти – са планирани в размер на 39 хил. лв. или с 4 хил. лв. повече от отчетната година поради завишените цени на химикали, реагенти и транспортни услуги. Те включват: разходи за очистен разсол, хидрохикс и др. химикали и консумативи. Планирани са спрямо нуждите в производството и преноса, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия.

Разходи за външни услуги – са планирани в размер на 200 хил. лв. или това е увеличение с 19 хил. лв. спрямо базисната 2023 г. Дружеството заявява, че по-високото ниво на разходите за външни услуги се дължи на подобряване и поддържане на високо ниво на информираност на клиентите, включващо различни рекламни и комуникационни кампании. В разходите за външни услуги са включени и разходи за обслужване на информационните технологии – хардуери, в т. ч. поддръжка на компютри, сървъри, периферна компютърна техника и мрежа, както и консултантски услуги и поддръжка по счетоводната система на дружеството (ERP Business Central).

Акциз на природния газ – разходите за акциз на природния газ са прогнозирани в размер на 293 хил. лв. и са определени на база изчисленото количество с помощта на ценовите приложения.

Разходи за емисии парникови газове (CO₂) – разходът за емисии парникови газове (CO₂) възлиза на 4 920 хил. лв. и е получен като произведение на общото количество на дефицита 35 504 t CO₂, след приспадане на количеството на безплатните квоти, и прогнозна цена 70,85 евро/t CO₂. Посочва се, че разходът е по-малък спрямо 2023 г., поради намалението на пазарната цена, въпреки увеличението на количеството емитирани въглеродни емисии.

Необходими годишни приходи са изчислени от дружеството по формулата на чл. 7 от НРЦТЕ и са в размер на **30 419 хил. лв.** или с 6 262 хил. лв. по-малко спрямо базисната 2023 г. (36 681 хил. лв.).

Към обосновката, дружеството е изложило допълнителни аргументи и пояснения относно технико-икономическите и финансовите параметри за прогнозния период по отношение на:

- Признатата стойност на Дълготрайните активи към 31.12.2023 г.;
- Разходи за заплати и начисления;
- Разходи за ремонт през прогнозния период;
- Разходите за емисии парникови газове (CO₂ квоти);
- Разпределението на разходите за амортизации при производството между електрическа, топлинна енергия и общо за двата продукта за прогнозния период;
- Прогнозните количества отпусната топлинна енергия за разпределение през прогнозния период (за отопление и за битово-горещо водоснабдяване);
- Прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи през периода 2024/2025 г. (за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях, технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции и технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа);
- Топло и електро-производството, собствени нужди и основни технико-икономически показатели (произведеното количество топлинна и електрическа енергия, собствени нужди на топлинна и електрическа енергия);

- Прогнозните количества горива през новия ценови период 01.07.2024-30.06.2025 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 11,18 MW.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:
Прогнозни емисии CO₂ – 35 504 t, съгласно заявеното от дружеството.
Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 136,91 лв./t X 35 504 t = 4 861 хил. лв.

Прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 20 457 km³, съгласно заявеното от дружеството.

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

3. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. - 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,63 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,03 + 2,69 = 3,72 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 69,35 лв./MWh.

4. Норма на възвръщаемост на капитала:

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

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:

$NB = (ДСК * NB_{СК} + ДПК * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС)$, 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.

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“.

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 степента на конвергенция. Премиата е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business¹⁷, 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.

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%.

¹⁷ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 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, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕчл. 15, ал. 2 и ал. 3.

1	Безлостов β коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	55%
3	Дял на собствения капитал	45%
4	Лостов β коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ($p.7=p.5+p.6$)	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ($p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$)	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ($p.10=p.6+p.8$)	6,32%
11	НВ ($p.11 = (p.3 * p.9 + p.2 * p.10 * (1 - 10\%)) / (1 - 10\%)$)	7,09%

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 7,09%.

[TLP-WHITE]

Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

2023/2024																				
Отчетни данни																				
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:						
Количество, Qg	MWh	10 114	10 154	10 162	10 707	18 682	27 042	28 333	24 171	26 980	22 316	12 227	11 124	212 011						
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96						
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,46						
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	327,48	338,01	300,89	348,52	202,51	147,65	435,19	528,87	954,28	761,41	438,59	411,16	5 195						
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	68,46						
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,46						
2. Корекция по въглеродни емисии																				
Количество, Qe	тона	33 782																		
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00																		
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	70,95																		
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	1 126,52																		
													<table border="1"> <tr> <td>разходи по прогноза</td> <td>разходи по отчет</td> <td>Pt-1, хил. лв.</td> </tr> <tr> <td>-6 359,97</td> <td>-6 076,59</td> <td>283,38</td> </tr> </table>		разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.	-6 359,97	-6 076,59	283,38
разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.																		
-6 359,97	-6 076,59	283,38																		
													$Ht=Qg*(Цпг-Цl)t+Qe*(Цпе-Цпl)t\pm Pt-1$		=	6 604,47				

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-53-3 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

Дружеството посочва, че определената от регулатора за целите на чл. 33а от ЗЕ прогнозна пазарна цена на електроенергията за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 240,98 лв./MWh е въз основа на извършени анализи и симулации на база търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност се съпоставят с тези на румънския и унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърските сделки на HUDEX.

Към 31.05.2024 г. отчетената средномесечна цена на електроенергията на БНЕБ е 169,70 лв./MWh или разликата с прогнозната такава за периода 2023 г. - 2024 г. е близо 70 лв./MWh, като Дружеството посочва, че това води до нереализиран приход в размер на 4,5 млн. лв. и в тази връзка предлага да се вземе предвид при калкулацията на корекциите на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал.10 от НРЦТЕ.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението по отношение на прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за регулаторния/ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. не се приема.

За целите на чл. 33а от ЗЕ комисията е извършила анализи и е определила прогнозна пазарна цена за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в съответствие с т. 16 от общия подход. Производители на електрическа енергия с обекти с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, какъвто производител е „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, следва да продават произведената електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия (чл. 100, ал. 4 и 6 от ЗЕ), като при наличие на законовите изисквания на тези производители се изплаща и премия. ЗЕ не предвижда механизъм за компенсиране на приходите между действително реализирана борсова цена и определената прогнозна, като дружествата следва да са активни участници на пазара на електрическа енергия. Разпоредбите на чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал.10 от НРЦТЕ не предвиждат възможност за компенсиране на разлики от продажба на електрическа енергия.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД			
Справка № 1 – „Разходи“	Предложение	След корекция	Изменение
Разходи за емисии парникови газове (CO ₂)	4 920	4 861	-1,1
Справка № 2 – „РБА“			
Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	34 820	34 986	+0,48

След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	254,29
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	76,59
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	131,86

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 31 332 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 28 853 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 473 хил. лв. и променливи – 21 380 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 34 986 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 7,09%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 658 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 60 912 MWh.

6. „ТОПЛОФИКАЦИЯ-ВРАЦА“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-06-2 от 01.04.2024 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода –146,90 лв./MWh без ДДС;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 452,79 лв./MWh без ДДС.

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

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	662,18	513,50	452,79	-11,82
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	113,08	113,08	146,90	+29,91

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на природен газ – 798,78 лв./kNm³;
- друг вид гориво (ВЕИ) – 341,47 лв./t, при долна работна калоричност – 3 868 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-06-2 от 04.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация относно: отчетна информация за ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; отчет и анализ на дружеството за изпълнение на ремонтна и инвестиционна програми за 2023 г. и за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г.; прогнозна инвестиционна програма за ценови период 01.07.2024 г.-30.06.2025 г.; попълнен формуляр за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации (публикуван на интернет страницата на Изпълнителна агенция по околна среда) с прогнозно количество емисии парникови газове (CO₂) за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. и справка за

количеството безплатни емисии CO₂ (чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО) за същия период; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO₂ за последния ценовия период; данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г., по т. 1. С писмо с вх. № Е-14-06-2 от 16.04.2024 г. „Топлофикация-Враца“ ЕАД е представило в КЕВР изисканата информация, като е посочило че:

- през 2023 г. и първото полугодие на 2024 г. изпълнението на ремонтната програма е в обем, гарантиращ нормалната работа на дружеството, като са разходвани 977,848 хил. лв. (изпълнението за ремонтната програма по обособени позиции за разглеждания период е даден в Приложение № 1 на анализа);

- през 2023 г. и първото полугодие на 2024 г. изпълнението на инвестиционната програма е в обем, съобразен с финансовите възможности на дружеството, като са разходвани 3 113,742 хил. лв. (изпълнението за инвестиционната програма по обособени позиции за разглеждания период е даден в Приложение № 2 на анализа);

- технологични разходи - за новия ценови период планираните технологични разходи при преноса на топлинна енергия са 44 901,54 MWh или 39,25% от общата отпусната топлинна енергия. Топлоотдаване от топлопроводите и прилежащите им компоненти, които съставляват топлопреносната мрежа на дружеството, е планирано в размер на 33 267,54 MWh или 29,08% от общата отпусната топлинна енергия. Загубите от изтичане на топлоносител с гореща вода за новия ценови период остават в рамките на постигнатото до момента – 9,6% от общата отпусната топлинна енергия или 10 986 MWh. Топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции се запазва за новия ценови период в рамките на 0,57% от общата отпусната топлинна енергия или 648 MWh. Отчетените за 2023 г. технологични разходи при преноса на топлинна енергия са 45 834.15 MWh или 40,66% от общата отпусната топлинна енергия. За същата 2023 г. топлоотдаване от топлопроводите и прилежащите им компоненти, които съставляват топлопреносната мрежа, е в размер на 34 233.53 MWh или 30,36% от общата отпусната топлинна енергия. Загубите от изтичане на топлоносител с гореща вода за 2023 г. са 9,72% или 10 962,015 MWh, а топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции е 0,58% или 648,603 MWh. За ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. прогнозните технологични разходи при преноса на топлинна енергия са 45 334 или 40,33% от общата отпусната топлинна енергия.

„Топлофикация-Враца“ ЕАД е представило следната обосновка:

I. Условно постоянните разходи

Прогнозата на условно постоянните разходи за новия регулаторен период е изготвена на база отчетни данни към 31.12.2023 г. Промените в прогнозата на условно постоянните разходи за новия ценови период, спрямо предходната година, са във връзка с променени цени на услуги, резервни части и ремонти, заложен планови и текущи ремонти по ремонтната програма.

1. **Разходите за амортизации** са определени на основата на амортизационен план, изготвен в съответствие с очаквания полезен живот съгласно изискванията на МСС. За следващия регулаторен период дружеството очаква общият размер на разходите за амортизации да покажат минимално увеличение в следствие на новопридобити дълготрайни активи през 2023 г.

2. **Разходите за ремонт** са прогнозирани на база изготвената и утвърдена ремонтна програма за ценовия период в дружеството. Програмата за ремонти е съизмерима с отчета за предходната година, минималното нарастване се дължи на следните фактори: предстоящи в рамката на ценовия период ремонти на инсталациите за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в ТЕЦ Градска на когенератор 1.

Ремонтите ще гарантират безаварийна работа през ценовия период и необходимата топлинна енергия за топлопреносната система. Основната част от ремонтите ще се извършват със собствени сили. За дейностите по доставка на необходимите резервни части са сключени договори по реда на Закона за обществените поръчки (ЗОП) за доставка на резервни части и тежат срокове за представяне на ценовите предложения; обслужване на инсталацията за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в ОЦ „Младост”, съгласно предписанията на завода производител. Видовете работи на необходимия брой работни часове се изпълняват на база сключено рамково споразумение с „Филтър” АД; подмяна на части от топлопреносната мрежа с констатирана висока аварийност.

Дружеството заявява, че ежегодно изпълнява дейности по отстраняване на аварии по топлопреносната мрежа за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия.

През 2023 г. отчетените технологични разходи по преноса са 40,66% и с изпълнение на предвидените дейности в ремонтната програма дружеството предвижда достигане на 39,25%.

3. Разходите за персонал и съответните плащания за осигуровки са прогнозирани на база достигнати разходи през 2023 г. и заложено увеличение във връзка с промяната на минималната работна заплата за страната и свързаното с това увеличение на допълнителните плащания на база договорени основни заплати. Предвидено е и увеличение на средствата за работни заплати с цел попълване на незаетите работни места по звената за окомплектоване на сменния персонал поради завишено текучество и затруднения при намиране на персонал с необходимата квалификация.

4. Увеличението на разходите за осигурителни вноски е във връзка с увеличените разходи за заплати и възнаграждения.

Увеличението на социалните разходи, заложено в прогнозата за 2024 г., е на база отчета за 2023 г. Минималното увеличение заложено за 2024 г. е във връзка с увеличението на персонала.

5. Разходите, пряко свързани с регулираните дейности за новия ценови период са прогнозирани на база достигнатите разходи по отчет за 2023 г. и съответните корекции във връзка с увеличените цени на горивата, енергията, материалите, резервните части и услугите. Най-голямо увеличение има в три позиции на разходите – абонаментно поддържане, безплатна храна съгласно нормативен акт и проверка на уреди, в това число:

- Разходи за абонаментно поддържане – увеличение на прогнозните разходи спрямо отчета за 2023 г. с 28 хил. лв., във връзка увеличени разходи по договори свързани с дейности по отстраняване на аварии по преносната мрежа и възстановяване общинска инфраструктура. Поради настъпилото увеличение цените на горивата, резервните части, консумативи и материали има съответно завишение от страна на изпълнителите. Към тези разходи са включени и периодичните разходи за техническа проверка, инспекция, текущо поддържане и обслужване на съоръженията и специализираната автотранспортна техника от външни фирми.

- Разходите за безплатна храна, противоотрови и други добавки съгласно Наредба № 11 от 21 декември 2005 г. са увеличени спрямо отчета за 2023 г., във връзка с увеличение на персонала, въвеждането в експлоатация на новата генерираща мощност, работеща с биомаса в ОЦ „Младост“.

- Разходи за проверка на уреди – увеличението спрямо предходната година е в размер на 22 хил. лв., като основната причина е предстоящата задължителна проверка на уредите за търговско измерване, газ разходомери и монтирането на нови такива.

Другите разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, бележат минимални увеличения спрямо отчета за 2023 г., и са както следва:

- Разходите за гориво за автотранспорт, работно облекло, канцеларски материали и материали за текущо поддържане за новия ценови период са в размер на 89 хил. лв. и спрямо

предходната година имат увеличение с 20 хил. лв. Увеличението се дължи основно на увеличените цени на горивата и материалите.

- Разходите за застраховки са на база действително сключени застрахователни полици. Изменението спрямо 2023 г. е увеличение с 3 хил. лв., поради по-висока застрахователна стойност на имуществото в следствие на новопридобитите и въведени в експлоатация през 2023 г. активи.

- Групата разходи – данъци и такси, пощенските разходи, разходите за противопожарна и въоръжена охрана, експертни, вода, осветление и отопление, охрана на труда, разходи за публикации и лицензионни такси имат общо увеличение от 83 хил. лв. Основната причина са увеличените цени на доставчиците на услуги спрямо предходната година.

- Разходите за наеми през 2024 г. бележат увеличение спрямо 2023 г. с 11 хил. лв. Причината са сключените договори за наем на складови помещения за складиране на доставена биомаса, тъй като дружеството не разполага с такива.

- Съдебните разходи имат минимално увеличение спрямо 2023 г. и са в размер на 60 хил. лв.

- Разходите за събрано инкасо представляват изплатените суми и комисионни за събрано инкасо от Български пощи, Ипей, Изипей, тъй като дружеството няма други изнесени каси и пунктове за инкасиране на дължимите суми и такси от абонатите и ползва услугите на други фирми. Във връзка със сключените договори за инкасиране през 2024 г. е увеличена сумата за услугата спрямо предходната година с 10 хил. лв.

II. Променливите разходи

1. Разходите за гориво за прогнозния период 2024 г. – 2025 г. са изчислени на база количество гориво и прогнозна цена на природния газ през новия ценови период, с добавка за капацитет и пренос в размер на 73,96 лв./MWh, при коефициент на преобразуване 10,80 kWh/m³ или – 798,178 лв./1000 nm³ без ДДС.

2. Разходите за енергия, вода и консумативи са съобразени с обема на производството и действащите в момента цени. В разходите за консумативи/химикали и реагенти са включени разходите за химикали, реагенти и добавки за обработка на циркулиращата вода в магистралата и централите, както и за охлаждащата вода на генериращите мощности за комбинирано производство. С тази обработка се цели омекотяване и химическа обработка на водата с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по магистралните топлопроводи и от там намаляване на пробивите, аварияте и загубите от изтичане. В това перо са включени и разходите за масло – за доливане и подмяна, на двигателите и генераторите в инсталациите за комбинирано производство съгласно предписанията на производителя и достигнатите действителни показатели в процеса на експлоатация. В прогнозата е предвидено увеличение на тези разходи в размер на 71 хил. лв. Основната причина са увеличените цени, както и увеличени експлоатационни разходи, свързани с обслужването и поддръжката на въведения от началото на 2024 г. водогреен котел работещ на биомаса в ОЦ „Младост“.

3. В разходи за външни услуги са включени разходите за балансиране и достъп до разпределителната мрежа. Спрямо отчета за 2023 г. е заложено увеличение в размер на 88 хил. лв.

III. Регулаторна база на активите – стойността на дълготрайните активи и размерът на амортизациите са съгласно данните по счетоводния баланс на „Топлофикация-Враца“ ЕАД към 31.12.2023 г. Размерът на финансиранята за дълготрайни активи са съгласно изготвения баланс към 31.12.2023 г.

Размерът на оборотния капитал е определен в съответствие с Раздел II –Регулаторна база на активите на Указания-НВ и данните от баланса на дружеството за 2023 г. Поради отрицателната му стойност в ценовия модел, размерът на оборотния капитал е определен като 1/8 от признатите годишни разходи за дейността.

IV. Цени – в резултат на така прогнозираните разходи, количества произведена и реализирана топлинна и електрическа енергия и използвания ценови модел за новия ценови период, започващ от 01.07.2024 г., са формирани следните цени:

Цена топлинната енергия – 146,90 лв./MWh без ДДС

Цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 452,79 лв./MWh без ДДС.

Дружеството посочва, че ниският относителен дял на реализираната топлинна енергия е една от причините да се формира висока цена на топлинната енергия. Вземайки предвид действащата цена на топлинната енергия към настоящия момент и предвид финансово икономическите условия в гр. Враца, равнището на заетост и размера на безработицата, се предлага да бъде запазено равнището на действащата цена на топлинната енергия и през новия ценови период.

Дружеството отчита приходи от възстановени съдебни разходи в размер на 59 564,46 лв., в това число от битови абонати – 58 877,46 лв. и 687,00 лв. от стопански абонати. На база аналитичната информация за плащанията по присъдените вземания в полза на дружеството, в това число на признати от съда и възстановени съдебни разходи, събраните суми за присъдени юрисконсултски възнаграждения са общо 7 757,12 лв., в това число от битови абонати – 7 654,07 лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 8,244 MW.

Образуване на цените:

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

1.1. Не се признават като неприсъщи за лицензионната дейност разходите за външни услуги, в размер на 675.05 хил. лв., включващи:

- разходите за небаланс от участие в специална балансираща група, съгласно т. 1.4. от общия подход;

- разходи за достъп до електропреносната мрежа, съгласно чл. 30, ал. 6 и чл. 33, ал. 6 от ЗЕ.

1.2. Прогнозни емисии CO₂ – 31 641,22 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 136,91 лв./t X 31 641,22 t = 4 332 хил. лв.

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 19 232,25 km³ и 8 832,00 t биомаса, съгласно заявените от дружеството.

1.3. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 67,321 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

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

3. В справка № 5 „Технико-икономически показатели в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са намалени от 39,25% на 25%, в съответствие с т. 6 от общия подход.

4. Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 - 2025 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,80 лв./MWh;
3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $1,04 + 5,35 = 6,39$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 72,19 лв./MWh.

5. Норма на възвръщаемост на капитала:

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 определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

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:

$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - DC)) / (1 - DC)$, където:

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

$D_{СК}$ – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

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

DC – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$D_{ПК}$ – 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.

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“.

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

степената на конвергенция. Премиата е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отражава колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business¹⁸, 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.

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%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 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 и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов β коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	29%
3	Дял на собствения капитал	71%
4	Лостов β коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ($p.7=p.5+p.6$)	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ($p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$)	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ($p.10=p.6+p.8$)	6,32%
11	НВ ($p.11 = (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)$)	6,64%

¹⁸ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,64%.

[TLP-WHITE]

Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

2023/2024																	
Отчетни данни																	
месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:				
Количество, Qg	MWh	14 350	14 293	13 478	14 640	16 269	22 493	24 485	18 301	21 555	14 733	12 881	12 900	200 379			
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21			
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	67,53			
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	468,23	479,39	402,45	480,19	180,43	128,44	382,21	405,01	767,80	506,39	465,27	480,00	5 146			
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	67,53			
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	67,53			
2. Корекция по въглеродни емисии																	
Количество, Qe	тона	30 216															
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00															
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	70,95															
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	1 007,61															
													разходи по прогноза	разходи по отчет	Рt-1, хил. лв.		
													-8 646,72	-8 228,08	418,64		
													$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_{пl})_t + Q_e * (C_{пе} - C_{пl})_t \pm P_{t-1}$			=	6 572,05

„Топлофикация - Враца“ ЕАД е представило възражение с вх. № Е-14-06-3 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции, както следва:

1. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекции на **количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса**, като посочва, че същите от 44 902 MWh (39,25%) са намалени на 27 908 MWh (24,40%) или с 16 994 MWh до достигане на стойността на регулирани от Комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход. Дружеството посочва, че трудно би достигнало увеличение на реализираната топлинна енергия с гореща вода с 16 994 MWh до стойност 86 485 MWh за ценовия период, предвид тенденцията към намалено потребление за отопление и поради по-високите средни температури през последните отоплителни сезони.

2. Изразява несъгласие по отношение на **корекциите на необходимите приходи, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ**, както следва:

2.1. Според дружеството в таблицата за **корекция по природен газ**, изчисленият надвзет/недовзет приход от природен газ е неточен и води до определяне на по-ниска преференциална цена на електрическата енергия, поради използването на прогнозни данни за периода от м. март 2024 г. до м. юни 2024 г. Дружеството прилага таблица с отчетни данни за периода от 01.07.2023 г. до 31.05.2024 г. и прогнозни данни за м. юни 2024 г., от която е видно, че общата цена на природен газ по отчетни данни за периода 2023/2024 г. е 67,84 лв./MWh.

2.2. Дружеството изразява несъгласие с изчисления надвзет/недовзет приход от **въглеродни емисии**, посочен в таблицата за корекции по въглеродни емисии във връзка с общото количество въглеродни емисии. Дружеството прилага таблица с отчетни данни за периода от 01.07.2023 г. до 31.05.2024 г. и прогнозни данни за м. юни 2024 г., от която е видно, че общото количество въглеродни емисии за закупуване са 29 363,79 тона, вместо посочените в Доклада 30 216 тона. Дружеството е изчислило надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии в размер на 979,19 хил. лв.

2.3. Дружеството посочва, че по отношение на **корекцията на Pt-1**, калкулацията на разликата между прогнозните и отчетните разходи, формиращи разходите за природен газ и за квоти за въглеродни емисии за предходния ценови период, следва да бъде преизчислена, като се вземат предвид действителните отчетни данни за периода от м. юли 2022 г. до м. юни 2023г. и съответно показателят Pt-1 да е в размер на минус 16,97 хил. лв.

Според представеното възражение, общата сума на корекцията на необходимите приходи, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, следва да бъде намалена с 648,84 хил. лв. Дружеството подчертава, че предвид коректното изчисление на корекциите на необходимите приходи, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, с цел недопускане ощетяване на дружеството при определяне на преференциалната цена на електрическата енергия за новия ценови период, е необходимо използването на действителни данни по отчет.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно направените корекции на количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса не се приема.

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага поради необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 39,25 %;
- отчетени за 2023 г. – 40,66 %;
- признати за новия ценови период – 25 %.

2. Възражението по отношение на корекциите на необходимите приходи, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ не се приема.

С измененията и допълненията в НРЦЕЕ и НРЦТЕ, обн. ДВ, бр. 47 от 22.05.2020 г., е въведена възможност за компенсирание на разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии в следващия регулаторен/ценови период, които разлики могат да бъдат разсрочени в няколко следващи периода. По силата на чл. 8, ал. 10 – ал. 12 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ при утвърждаване на цените на топлинната енергия и определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за следващия регулаторен/ценови период, при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, необходимите годишни приходи се коригират с тази разлика по следната формула:

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C^I)_t + Q_e * (C_{пе} - C^{II})_t \pm P_{t-1}, \text{ където:}$$

H_t е размерът на разликата от предходния регулаторен/ценови период, лв.;

Q_g – отчетеното количество природен газ за ценовия период, MWh;

$C_{пг}$ – индивидуалната прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена по реда на чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ и ал. 8, т. 2, от НРЦТЕ, лв./MWh;

C^I – отчетената индивидуална цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена въз основа на отчетените помесечни количества потребен природен газ и постигнатата помесечна цена, като среднопретеглена стойност, към която се добавят отчетените цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, лв./MWh;

Q_e – отчетеното количество въглеродни емисии за регулаторния период, тон;

$C_{пе}$ - прогнозната цена на въглеродните емисии, лв./тон;

C^{II} – отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, лв./тон;

P – разликата между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, в резултат на прогнозни количества и разходи, използвани за определяне на H_{t-1} , лв.;

t – ценовият период.

2.1. Възражението за корекция по природен газ не се приема. Изчисленията в Доклада са направени с предоставени от дружеството данни със заявление с вх. № Е-14-06-2 от 01.04.2024 г. Отчетните данни за периода от 01.03.2024 г. до 30.06.2024 г., следва бъдат съобразени при корекцията за предходен ценови период чрез показателя P_{t-1} в следващия ценови период, съгласно чл. 24а от НРЦЕЕ.

2.2. Възражението относно изчисления надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии не се приема. Изчисленията в Доклада са направени с предоставени от дружеството данни със заявление с вх. № Е-14-06-2 от 01.04.2024 г. Отчетните данни за периода от 01.03.2024 г. до 30.06.2024 г., следва бъдат съобразени при корекцията за предходен ценови период чрез показателя P_{t-1} в следващия ценови период, съгласно чл. 24а от НРЦЕЕ.

2.3. Възражението относно изчислената стойност на корекцията по показателя P_{t-1} не се приема. Изчисленията в Доклада са направени с предоставени от дружеството данни със заявление с вх. № Е-14-06-2 от 01.04.2024 г.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация – Враца“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация – Враца“ ЕАД			
Справка № 1 – „Разходи“	Предложение	След корекция	Изменение
Разходи за външни услуги, хил. лв.	675.05	0	-100
Разходи за емисии парникови газове (CO ₂), хил. лв.	5 284	4 332	-18

Справка № 2 – „РБА“			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	12 267	12 422	1,26
3. Справка № 5 – „ТИП в преноса“:			
3.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	39,25	25	-14,25
3.2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	69 491	86 485	+24,45

След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация – Враца“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	322,94
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	145,24
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	100,25

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 33 112 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 32 294 хил. лв., от които условно-постоянни – 9 071 хил. лв. и променливи – 23 222 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 12 330 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,64%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 335 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 86 485 MWh.

7. „ТОПЛОФИКАЦИЯ - ВТ“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-05-3 от 29.03.2024 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 331,83 лв./MWh без ДДС;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 551,90 лв./MWh без ДДС.

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	672,72	619,90	551,90	-10,97
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща	131,82	131,82	331,83	+151,73

вода				
------	--	--	--	--

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на природен газ – 781,58 лв./km³;
- друг вид гориво (ВЕИ) – 330,00 лв./t.

С писмо с изх. № Е-14-05-3 от 03.04.2024 г. от дружеството е изискано да представи разходо-оправдателни документи за закупените количества квоти за емисии CO₂ за последния ценовия период. С писмо с вх. № Е-14-05-3 от 22.04.2024 г. дружеството е представило в КЕВР изисканата допълнителна информация.

„Топлофикация - ВТ“ АД е представило следната обосновка:

Разходи за амортизации – отчетените разходи за амортизации на ДА за 2023 г. са 141 хил. лв., в т.ч. 89 хил. лв. за производство на електрическа и топлинна енергия и 52 хил. лв. за пренос на топлинна енергия. Прогнозните разходи за амортизации за ценовия период са 168 хил. лв., завишени с 27 хил. лв. Дружеството посочва, че увеличението на разходите за амортизации в производството и преноса се дължи на начислена амортизация от реконструкция на Котел ВК 50 за производство на топлинна енергия и поради подновяване на част от топлопреносната мрежа. Посочва се, че в прогнозните разходи за амортизации не са включени разходите за амортизации на ДА, предстоящи за въвеждане през ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., съгласно т. 31.1., б. „б“ от Указания-НВ.

Разходи за ремонт – планирани са **1 125 хил. лв.**, в т. ч. за ремонт в производството на електрическа енергия 750 хил. лв., за ремонт в производството на топлинна енергия 280 хил. лв. и за ремонт в преноса на топлинна енергия са 95 хил. лв.

Разходи отнесени към ИКПТЕЕ – условно постоянните разходи, отнесени към производството електрическата енергия включват задължително техническо обслужване, ремонт и поддръжка на ИКПТЕЕ Wartsila 16V25SG, съгласно техническата спецификация и инструкциите за експлоатация и поддръжка от производителя – Wartsila A.B. Техническото обслужване за периода предвижда задължително техническо обслужване на ИКПТЕЕ модул Wartsila 16V25SG, като извършването на съответните технически мероприятия съгласно инструкцията на производителя е задължително, чрез което се гарантира безаварийна работа на инсталацията за високо ефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. За изпълнението на техническо обслужване, дружеството предвижда закупуването на резервни части за обезпечението на плановите годишни ремонти и аварийните ремонти през отоплителния сезон, както и материали за поддръжка на утилизатор на димни газове, пластинчати топлообменници, електрически генератор 6 kV Leroy-Somer LSA-56-M6-6P, обслужване на КРУ 6/20 kV, обслужване на повишаващ трансформатор АВВ 6/20 kV, техническо обслужване на турбокомпресори АВВ VTR-254-11 и др. включително и разходи за обслужване на спомагателно оборудване. Предвидените разходи по тази точка възлизат на **1 030 хил. лв.** Към 28.03.2024 г. в изпълнение на подготовката за извършване на ремонтната програма, дружеството вече е извършило плащания по предоставени фактури, към извършени дейности по дефектовка и закупуване на резервни части от Wartsila A.B. в размер на **144 641 лв.**, за което са приложени съответните платежни документи.

Разходи, отнесени към топлинната енергия от ВК И ППК – разходите, отнесени към производството на топлинна енергия, са пряко свързани с поддържането в добро техническо състояние на основните производствени мощности за производство на топлинна енергия, гарантирайки безаварийната работа на съоръженията през отоплителния сезон 2024/2025 г. Общо предвидените разходи са в размер на **160 хил. лв.**, разпределени както следва: за годишно техническо обслужване на парен котел ПТ-10 дружеството планира да извърши техническа ревизия на основните елементи, част от горивна система, ремонт

система за подаване и подготовка на горивото. Предвижда се също така и техническо обслужване на спомагателните съоръжения за подаване на въздух горене, обслужване и ремонт на циклони филтри и скрубери за почистване на димните газове. Ревизия и ремонт на димен вентилатор. Планираните разходи по тази точка са **50 хил. лв.** Техническо обслужване на водогреен котел ВК Vertsch. Съгласно ремонтната програма се предвижда основен ремонт и подмяна на димогарните тръби на котела, техническо обслужване на системата за автоматично управление и защита на котела. Предвижда се също така и техническо обслужване на два броя въздушни вентилатори, диагностика на горивната уредба, съгласно техническата инструкция на производителя RAY Öl- & Gasbrenner GmbH. Планираните разходи по тази точка са **110 хил. лв.**

Разходи, отнесени към преноса на топлинна енергия - ремонтната програма на дружеството планира да се извършат ремонти по компрометиран участък от топлопреносната мрежа по I-ва и II-ра магистрала. Предвижда се извършването на ремонт на спирателна и регулираща арматура. При разпределянето на топлинната енергия са предвидени ремонти в абонатни станции. Планираните разходи по тази точка са **95 хил. лв.** Дружеството счита, че следва да се вземе под внимание фактът, че вече е извършено плащане по доставката на резервни части в размер на **144 641 лв.**, съответно на 06.02.2024 г., 29.02.2024 г. и 20.03.2024 г. Приложени са разходно-оправдателни документи от производител Wartsila Hungary Kft. С предвидените разходи за ремонт се гарантира политиката на дружеството за поддържане на качеството на предоставяната от „Топлофикация - ВТ“ АД услуга. При намаляване или премахване на планираните средства за ремонтните дейности описани по-горе, се ограничава извършването на задължителни ремонти, което би довело до появата на силни затруднения на дружеството да изпълнява коректно лицензионните си задължения. Това води до силно влошаване на качеството и сигурността на предоставяната услуга, а именно доставка на топлинна енергия на гр. Велико Търново.

Разходите за заплати и възнаграждения за новия ценови период са прогнозирани в размер на **1 704 хил. лв.**, с 249 хил. лв. повече спрямо отчетените за 2023 г. в размер на 1 455 хил. лв. Дружеството посочва, че завишаването се дължи на новоназначения и попълване на липсващи щатни позиции, към 01.03.2024 г. Към 31.12.2023 г. работещите по трудово правоотношение в дружеството са 46 човека, към 01.03.2024 г. са 58 човека. Планирано е разкриване на допълнителни нови щатни работни места за обезпечаване на производствената дейност за осигуряване на непрекъснатият производствен процес. Във връзка с инвестиционните намерения за въвеждане в експлоатация на нова ИКПТЕЕ, дружеството предвижда откриване на нови работни места за 6 /шест/ висококвалифицирани работници – електроинженери, топлоинженери и механици. От 01.01.2024 г. с промените в размера на минималната работна заплата за страна са увеличени работните заплати на всички заети. По рекапитулация начислените работни заплати за месец декември 2023 г. са на стойност 105 хил. лв., в т.ч. постоянни начисления: щатна заплата 94 хил. лв., доплащане за прослужени години 5 хил. лв., ползван платен годишен отпуск 6 хил. лв. Останалите доплащания в размер на 61 хил. лв. са: доплащания за работа в празнични и почивни дни, за извънреден и нощен труд, болнични за сметка на работодателя общо 41 хил. лв. и обезщетение при пенсиониране и неизползван отпуск общо 19 хил. лв. (Приложение №1 – платежна ведомост месец 12.2023 г.). Считано от 01.01.2024 г. минималната работна заплата за страната е увеличена на 933 лв. с Постановление на Министерския съвет № 193 от 12.10.2023 г., обн. в ДВ, бр. 87 от 2023 г., увеличението е в размер на 153 лв. спрямо предходната година, което прави увеличение с 19,62%. Съобразено с гореописаната промяна и обвързано с обявената от НСИ инфлация за страната е извършено актуализиране на заплатите в „Топлофикация - ВТ“ АД от месец януари 2024 г. По рекапитулация начислените работни заплати за месец януари 2024 г. са на стойност 111 хил. лв., в т.ч. постоянни начисления: щатна заплата 101 хил. лв., доплащане за прослужени години 6 хил. лв., ползван платен годишен отпуск 4 хил. лв. Останалите доплащания в размер на 34 хил. лв. са: доплащания за работа в празнични и

почивни дни, за извънреден и нощен труд, болнични за сметка на работодателя общо 24 хил. лв. и обезщетение при пенсиониране и неизползван отпуск общо 10 хил. лв. (Приложение № 2 – платежна ведомост месец 01.2024 г.).

Анализът на разходите за работна заплата показват увеличение на щатната заплата и доплащането за прослужено време в размер на 6 хил. лв., от 105 хил. лв. за м. декември 2023 г. на 111 хил. лв. за м. януари 2024 г. Увеличението е базирано на съвкупност от фактори – ръст на минималната работна заплата; значителна разлика на средната работна заплата в сектора по данни на НСИ за 2023 г.; инфлационните промени в държавата и не на последно място трудния подбор на висококвалифицирани кадри в бранша, което изключително затруднява експлоатацията и работата на дружеството.

По данни от НСИ средната работна заплата в отрасъла расте динамично, като осреднено на база годишни данни за 2023 г. е 3 060 лв. В „Топлофикация - ВТ“ АД средната месечна работна заплата, осреднена на годишна база за 2023 г., е 2 143 лв. Това показва, че има чувствително изоставане на работните заплати в дружеството спрямо реалните данни за средната работна заплата за 2023 г. в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“, което изисква корелативен подход, а именно тенденция на актуализирането им. Съпоставено с данните на НСИ разликата е драстична, в полза на ниско заплатения труд в дружеството. Средносписъчният брой на персонала към 31.12.2023 г. е 54 работници и служители.

Разходи за социални и здравни осигуровки, социални разходи – прогнозираните разходи за осигуровки са обвързани с разходите за заплати и възнаграждения за ценовия период от 01.07. 2024 г. до 30.06.2025 г.

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са прогнозирани в размер на **1 112 хил. лв.** и включват:

Горива за транспорт – планирани са в размер на **34 хил. лв.**, което е завишение с 8 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2023 г. 26 хил. лв., поради използване на вътрешен транспорт за разпределяне, сортиране и зареждане с биогориво на Биокотел ПТ-10 и завишение в разхода за горива на автомобилите, обслужващи отдел „Пренос на ТЕ“.

Материалите за текущо поддържане са планирани в размер на **130 хил. лв.**, които включват подмяна на резервни части на производственото оборудване и консумативи за ИКПТЕЕ и др. В дейността „Пренос на ТЕ“ разходите за материали за текущо поддържане са свързани с аварии по преносната мрежа.

Разходите за **въоръжена и противопожарна охрана** са прогнозирани в размер на **71 хил. лв.**, като те са увеличени в сравнение с 2023 г., поради промени в договора за денонощна физическа охрана, във връзка с новия размер на минималната работна заплата за страната.

Разходи за наем са планирани в размер на **128 хил. лв.**, като включват: наем на „Газов генераторен комплект № 7 – 5027/ИКПТЕЕ/ съгласно Договор за наем с „Топлофикация - Бургас“ ЕАД и наем на Телехендер „MANITU“ /телескопичен манипулатор /съгласно Договор с „Номад Енерджи Къмпани“ ЕООД гр. София. Използва се да зарежда с биогориво в Котел ПТ-10 и като вътрешнозаводски транспорт.

Други разходи, в т. ч. се предвиждат разходи за извършване на предпроектни проучвания с цел модернизация на производствения процес и модернизация на процеса по пренос и разпределение на топлинната енергия. Общият размер на разходите е **46 хил. лв.**

Безплатна храна съгласно нормативен акт – безплатна храна за работниците по Наредба № 11. Предоставят се ваучери за храна на база отработени дни за месеца.

Разходи за екология са планирани в размер на 32 хил. лв. и включват верификация на годишни доклади емисии парникови газове, във връзка с участие в Европейска схема на търговия с квоти на емисии парникови газове и такса за депониране на отпадъци от Биокотел ПТ-10. Таксите за депониране на отпадъци са завишени, съгласно действащата нормативна уредба.

Разходи за вода – отчетените разходи общо за техническа вода за 2023 г. са 621 хил.

лв. За новия ценови период са завишени на 730 хил. лв., във връзка с новите утвърдени цени за доставка на вода и за технологични нужди – почистване на димни газове от прах чрез воден скруббер за котел ПТ-10. За технологични нужди, дружеството заявява, че използва питейна вода от „Водоснабдяване и канализация Йовковци“ ООД, като 70% от потреблението се заплаща по тарифата с канал и пречистване. Цената от 01.01.2024 г. е 2,502 лв./m³ за вода и 3,92 лв./m³ с канал и пречистване.

Разходите за акциз – планирани са в размер на **179 хил. лв.** при отчетени за 2023 г. в размер на 158 хил. лв. Дружеството отбелязва, че не притежава лицензия за производство на електрическа енергия, съгласно ЗЕ, поради инсталирана електрическа мощност 2,8 MW.

Представена е справка за среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал с описани наименования на заемотателя и вида на кредита, остатък към 31.12.2023 г. и годишния лихвен процент. Дружеството е изчислило **средна норма на възвръщаемост на привлечения капитал** в размер на **7,03%**.

Регулаторна база на активите на дружеството – признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2023 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията. В признатата стойност на активите не са включени: Активи, несвързани с лицензионната дейност (Сграда бунгало с. Вонеща вода и Стопански инвентар); Активи, отдадени под наем (ЛОЦ ул. „Васил Левски“ № 21 и Дърводелска работилница ул. „Левски“ № 23); Консервирани ДМА; Активи, придобити чрез финансиране – финансирането на ДА е с различен процент при отделните активи и е част от отчетната стойност на актива; Лек автомобил.

Разпределението на дълготрайните активи между комбинираното и разделно производство е извършено в зависимост от процентния дял на участие на двата продукта (електрическа и топлинна енергия) в производствения процес. Всички останали активи, които са свързани пряко с производството на топлинна енергия извън ИКПЕТЕ (котли, помпи, резервоари и др.), са отнесени към производството на топлинна енергия. Дружеството заявява, че **разпределението на ДА** между производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия се извършва още с осчетоводяването на активите по отделни сметки в зависимост към коя от двете дейности се отнасят.

Оборотният капитал е определен като не по-висока стойност от 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за дейностите, като не са включени разходите за амортизации.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,81 MW.

Образуване на цените:

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

1.1. Прогнозни емисии CO₂ – 14 682 t (заявени от дружеството) – 767 t (безплатни емисии) = 13 915 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

1.2. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 3,188 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 136,91 лв./t x 13 915 t = 1 905 хил. лв. (по заявление от дружеството 2 010 хил. лв).

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 7 735 km³ и 4 080 t биомаса, съгласно заявените от дружеството.

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

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 14 191 MWh (43,22%) на 4 698 MWh (11,51%) или с 9 493 MWh и в съответствие с т. 6 от общия подход.

4. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. - 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,20 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $1,01 + 4,12 = 5,13$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 71,33 лв./MWh.

[TLP-WHITE]

Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

2023/2024																
Отчетни данни																
месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:			
Количество, Qg	MWh	5 503	2 511	2 747	5 510	6 006	8 008	9 585	8 211	8 222	6 984	5 639	3 190	72 117		
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14		
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	67,90		
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	190,17	89,08	87,33	191,37	78,20	61,18	168,12	197,55	308,74	253,54	214,58	124,85	1 965		
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	67,90		
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	67,90		
2. Корекция по въглеродни емисии																
Количество, Qe	тона	12 634														
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00														
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	70,95														
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	421,30														
													$Ht=Qg*(Цпг-Цl)t+Qe*(Цпе-Цпl)t\pm Pt-1$		=	2 568,85

„Топлофикация-ВТ“ АД е представило становище с вх. № Е-14-05-4 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

„Топлофикация-ВТ“ АД е посочило, че в т. 11 от общия подход е описан принципът, по който се определя индивидуалната прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен период. Въз основа на прогнозните цени на природен газ и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно и газоразпределителната мрежа, както следва:

- Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. - 2025 г., предоставена от дружеството;

- Прогнозна индивидуална цена на природния газ в размер на 66,20 лв./MWh;

- Цена за пренос и достъп през газопреносната, съответно и газоразпределителната мрежа: $1,01 + 4,12 = 5,13$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ;

В тази връзка крайната цена на природен газ е в размер на 71,33 лв./MWh.

„Топлофикация-ВТ“ АД е посочило, че в утвърдената крайна прогнозна цена на природния газ от 71,33 лв./MWh не е отчетен разходът, който дружеството ще извършва за достъп и пренос по газоразпределителната мрежа (ГРМ) на „Овергаз Мрежи“ АД. В тази връзка дружеството е заявило, че видно и от приложенията към подаденото заявление дължимата сума за достъп и пренос на природен газ е 9,01 лв./MWh, отчитайки този разход дружеството изчислява, че крайната цена на природен газ е в размер на 80,34 лв./MWh.

Предвид изложеното, „Топлофикация-ВТ“ АД е изказало безпокойство от липсата на механизъм, чрез който да се компенсират допълнителните разходи, които ще възникнат при заплащането на така предложената за утвърждаване крайна прогнозна цена на природния газ. Дружеството е заявило, че ако тези допълнителни разходи не се включат, то това ще доведе „Топлофикация-ВТ“ АД до допълнително финансово затруднение, което ще рефлектира върху възможността на дружеството да изпълнява своите лицензионни задължения, върху изпълнението на плановите ремонти и върху поддържането на качеството на предлаганата услуга.

„Топлофикация-ВТ“ АД е посочило, че в справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 14 191 MWh (43,22%) на 4 698 MWh (11,51%), или с 9 493 MWh и в съответствие с т. 6 от общия подход. В тази връзка дружеството обръща внимание, че непризнаването на реално генерираните разходи по топлопреноса не позволява на дружеството да осъществи инвестиционно-ремонтната си програма по отношение на топлопреносната мрежа и да достигне признатите средни разходи по преноса за топлофикационните мрежи в страната. „Топлофикация-ВТ“ АД посочва, че предвид нивото на амортизация на топлопреносната мрежа и намалената плътност на консуматорите, дружеството експлоатира транзитни участъци с голяма дължина при значителни загуби на енергия от топлообмен с околната среда. В тази връзка дружеството заявява, че изключването на тези участъци е недопустимо от гледна точка на социалното влияние върху битовия и обществен сектор в града.

В заключение дружеството настоява за извършване на корекции при формиране на цените.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството, че не са отчетени разходите за достъп и пренос по газоразпределителната мрежа (ГРМ) на „Овергаз Мрежи“ АД не се приема. В съответствие с т. 11 от общия подход, въз основа на прогнозните цени на природен газ и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно и газоразпределителната мрежа, като се получава крайна цена на природен газ в размер на

71,33 лв./MWh.

2. Възражението по отношение на извършените корекции в справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия не се приема.

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага поради необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга

страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия. Освен това, високата цена на топлинната енергия отказва потребители, а не осигурява средства за обновление на топлопреносната мрежа.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 43,22%;
- отчетени за 2023 г. – 50,58%;
- признати за новия ценови период – 11,51%.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация-ВТ“ АД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация-ВТ“ АД			
Справка № 1 – „Разходи“	Предложение	След корекция	Изменение %
Разходи за емисии парникови газове (CO ₂), хил. лв.	2 010	1 905	-0,5
Справка № 5 – „ТИП в преноса“			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	43,22	11,51	-31,71
2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	18 640	36 127	93,81

След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация-ВТ“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	493,17
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	315,47
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	128,61

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 16 240 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 16 019 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 397 хил. лв. и променливи – 11 622 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 3 151 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 7,03%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 18 300 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 36 127 MWh.

8. „ТОПЛОФИКАЦИЯ-РАЗГРАД“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-16-2 от 02.04.2024 г. за
223 от 491

утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 280,26 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 161,93 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация-Разград“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3
Преференциална цена на електрическата енергия	497,05	425,13	280,26	-34,07
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	145,54	145,54	161,93	+11,26

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ – 1 295,00 лв./кнм³ (без ДДС и акциз).

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-16-2 от 09.04.2024 г. от дружеството е изисквана информация и документи, както следва: данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г., по т. 1.

С писмо с вх. № Е-14-16-2 от 10.04.2024 г. дружеството е предоставило доклад за договорени процедури от отговорния одитор, относно годишния финансов отчет за 2023 г.; с писмо с вх. № Е-14-16-2 от 19.04.2024 г. са предоставени данни относно технологичните разходи при преноса на топлинна енергия; с писмо с вх. № Е-14-16-2 от 23.04.2024 г. е предоставена допълнителна информация относно недовзет приход от електрическа енергия за регулаторен период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

„Топлофикация-Разград“ АД е представило следната обосновка:

I. Условно-постоянни разходи

1. Разходи за амортизации – в размер на 410 хил. лв. Активите на дружеството се амортизират при линеен метод на амортизация. Разходите за амортизации са отнесени към дейността, с която са свързани дълготрайните активи. Тези, които не са пряко относими към продуктите електрическа и топлинна енергия са разпределени пропорционално на количествата произведена топлинна и електрическа енергия. За новия регулаторен период

дружеството посочва, че планираните разходи за амортизация са в размер на 525 хил. лв., увеличение в размер на 115 хил. лв., отнесено към електрическата и топлинната енергия. Въпросното увеличение се дължи на настъпилата в края на м. септември 2023 г. авария на инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (ИКПТЕЕ) и наложилото се закупуване на нов двигател в размер на 1 277 хил. лв.

Дружеството посочва, че в ценовия модел стойността на дълготрайните материални активи, заложената в регулаторната база на активите е равна на отчетената стойност към 31.12.2023 г.

2. Разходи за ремонт – в размер на 40 хил. лв. Отчетените през 2023 г. разходи за ремонт са разпределени, както следва:

- Отнесени към електрическата енергия – 7 хил. лв.;
- Отнесени към топлинната енергия – 16 хил. лв.;
- Отнесени към преноса – 17 хил. лв.

Дружеството посочва, че отчетените разходи за ремонт в размер на 40 хил. лв. не са обективен критерий за състоянието на „Топлофикация-Разград“ АД.

Според „Топлофикация-Разград“ АД поради непризнаване на присъщи за дейността разходи в предходни ценови периоди, водещо до намаляване на утвърдените цени на топлинна и електрическа енергия, дружеството не е в състояние да реализира голяма част от планираните ремонтни и инвестиционни дейности. В тази връзка се отчита тенденция, свързана с увеличаване на аварийността на ключови за реализиране на лицензионната дейност съоръжения на дружеството – Инсталация за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия /ИКПТЕЕ/, топлопреносна мрежа и др., което респективно води до увеличение на разходите за ремонт.

Отчетените разходи в производството са свързани с аварийни ремонти на ИКПТЕЕ и водогрейни котли (ВК).

Дружеството отбелязва, че в отчетените през 2023 г. разходи за ремонт отсъства разхода за ремонт на ИКПТЕЕ през м. септември. Настъпилата тогава авария е наложила закупуване на нов двигател в размер на 1 277 хил. лв., което генерира пропуснати ползи от произведена електрическа енергия за периода 29.09.2023 г. – 25.11.2023 г. в размер на приблизително 483 хил. лв. Дружеството заявява, че закупуването на нов двигател допълнително е наложило изтеглянето на нов кредит в размер на 1 100 хил. лв. със срок на погасяване от 10 г.

Дружеството посочва, че следва да се отчете и повишената аварийност на участъци от топлопреносната мрежа, като заявява, че голяма част от топлопреносната мрежа е напълно компрометирана. Поради липса на средства за подмяна, с цел спазване на лицензионните си задължения, дружеството предприема редица мерки за предотвратяване пълното преустановяване на топлоснабдяването през отоплителен сезон.

„Топлофикация-Разград“ АД заявява, че отчетените 17 хил. лв. разходи за ремонт в преноса са свързани основно с извършване на ремонтни дейности по отстраняване на аварии по топлопреносната мрежа – трасиране с цел локализиране на мястото на пробива, транспортни услуги, пряко свързани с разкопаване и възстановяване на настилката след отстраняване на аварията, подмяна на тръби, подлежащи на поправка и др.

Според дружеството предвид отчетените разходи за инвестиции през последните години, същото няма финансов ресурс за подмяна на компроментирани участъци от топлопреносната мрежа, вследствие на което зачестява необходимостта от извършване на аварийни ремонти с цел отстраняване на възникнали пробиви.

Планираната сума за разходи за ремонт за предстоящия регулаторен период е на стойност 59 хил. лв., както следва:

- Отнесени към електрическата енергия – 16 хил. лв.;
- Отнесени към топлинната енергия – 23 хил. лв.;
- Отнесени към преноса – 20 хил. лв.

Планираните увеличения са свързани с утвърдените Ремонтни програми за

регулаторния период, които дружеството предоставя като Приложение № 1 към обосновката. Планираните ремонти дейности по обекти включват:

- Котелен цех.

В експлоатация са 2 броя пламъчно-тръбни котли, чиято профилактика през неоплнителния сезон включва ремонтни дейности на стойност 7 хил. лв.

- Инсталация за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия /ИКПТЕЕ/.

През неоплнителния период е предвиден ремонт на периферия и поддържащи съоръжения на инсталацията на стойност 24 хил. лв., като тук не са включени регулярни технически обслужвания съгласно програмата на производителя.

- Цех Химическо водоочистване /ХВО/.

Подмяна на елементи и консумативи на стойност 1 хил. лв. Поради липса на финансов ресурс не се предвиждат инвестиции в съоръженията от цеха.

- Топлопреносна мрежа и абонатни станции.

Предвидени са 20 хил. лв. за минимално необходим ремонт на аварирани през отоплителния сезон участъци.

- Сграден фонд.

Предвиден е ограничен ремонт на наличния сграден фонд в размер на 2 хил. лв.

- Електрически съоръжения.

Частичен ремонт на съоръженията в разпределителната уредба (РУ) 20 kV в размер на приблизително 5 хил. лв.

3. Разходи за заплати и възнаграждения – в размер на 771 хил. лв.

Дружеството посочва, че през последните години осъществява лицензионната си дейност с относително постоянен брой заети лица, като въпреки няколкократното увеличение на размера на минималната работна заплата, увеличението на възнагражденията е незначително. Средната работна заплата в дружеството изостава, както спрямо средната заплата в сектор „Енергетика”, така и спрямо средната заплата в областта, съгласно данни на НСИ.

Дружеството заявява, че през последните няколко години се намира в изключително затруднено положение по отношение на създалата се криза с набирането и задържането на квалифицирана работна ръка. Налице е намаляване на средносписъчния брой на персонала. В дружеството са налице незаети позиции, касаещи техническия и експлоатационен персонал. Липсват кандидати за обявените работни места, а ниските нива на възнаграждение допълнително утежняват намирането на такива.

Предвид гореизложеното, за новия регулаторен период е предвидено увеличение на разходите за работни заплати с 19,61%. Процентът на увеличение е процентът, с който е увеличена минималната работна заплата от януари 2024 г. Дружеството обръща внимание, че това увеличение не е достатъчно за достигане на полагаемите се работни заплати в сектор „Енергетика“.

4. Начислени осигуровки, свързани с т. 3, по действащото законодателство – в размер на 134 хил. лв., включват осигурителни вноски, начислявани върху работните заплати на персонала, пряко зает в регулираната дейност на дружеството. В тази връзка за новия регулаторен период е предвидено увеличение на осигуровките с общ размер от 160 хил. лв. Увеличението е съобразено с предвидения ръст на работните заплати.

5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – в размер на 557 хил. лв.

- Горива за автотранспорт в размер на 1 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Работно облекло в размер на 3 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Канцеларски материали в размер на 2 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Материали за текущо поддържане в размер на 41 хил. лв.

Дружеството посочва, че основен дял от отчетените материали за текущо поддържане съставляват закупените материали за два броя технически обслужвания на ИКПТЕЕ в размер на 32 хил. лв. Планирано е увеличение на материалите на текущо поддържане с 40 хил. лв. Увеличението е свързано с предстоящи нови 2 броя технически обслужвания на ИКПТЕЕ при отработени съответно 4 000 работни часа и 6 000 работни часа на закупения нов двигател. Очакваната стойност на обслужванията е в размер на 99 хил. лв. За целите на планирането от отчетените 41 хил. лв. са приспаднати закупените материали за технически обслужвания в размер на 32 хил. лв. и са прибавени очакваните стойности на предстоящите два технически обслужвания в размер на 99 хил. лв.

- Застраховки – включват застраховки на имущество и персонал в размер на 126 хил. лв.

Дружеството обръща внимание, че поради липсата на средства за извършване на планови ремонтни дейности, е налице висока аварийност както на производствените съоръжения, така и на топлопреносната мрежа. В тази връзка е налице все по-голям брой претенции, отправяни към застраховател с цел покриване на разходи, касаещи претенция „Авария на машини“ и обезпечаване на пропуснати ползи. Тази зачестила аварийност и увеличаващият се брой претенции към застраховател поставя дружеството в положение да не може да намери застрахователна компания, с която да сключи договор при сходни към настоящия момент условия. Възможността за сключване на такъв тип застраховка, която е част от лицензионните задължения на дружеството, е обвързана с драстично увеличение на годишната премия за застраховка. По време на аварийния престой на ИКПТЕЕ за периода 29.09 - 25.11.2023 г. дружеството има претенция към застраховател по клауза „Авария на машини“ в размер на 1 141 хил. лв. и претенция за покриване на пропуснати ползи в размер на 483 хил. лв. В тази връзка за новия регулаторен период очакванията са двойно увеличение на застраховка „Имущество“ от 120 хил. лв. на 240 хил. лв. Към настоящия момент от 21.02.2024 г., отново поради настъпила авария, единствената електрогенерираща мощност на дружеството не е в експлоатация, като очакванията са аварията да продължи до средата на м. юни.

- Данъци и такси в размер на 19 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Пощенски разходи, телефони и абонаменти в размер на 7 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Абонаментно поддържане в размер на 107 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Въоръжена и противопожарна охрана в размер на 23 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Наеми – в размер на 4 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Проверка на уреди – в размер на 11 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Съдебни разходи – не са отчетени, съответно не са планирани.

- Експертни и одиторски разходи в размер на 6 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Вода, отопление и осветление в размер на 6 хил. лв., като е планирано увеличение с 2 хил. лв.

- Безплатна предпазна храна в размер на 1 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Охрана на труда в размер на 1 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Служебни карти и пътувания – не са отчетени, съответно не са планирани.

- Командировки в размер на 2 хил. лв., като за новия регулаторен период са

планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Услуги граждански договори – не са отчетени и не са планирани.
- Разходи за публикации в размер на 5 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Изпитания на съоръженията - не са планирани.
- Разходи за лицензионни такси в размер на 25 хил. лв. За новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Такса събрано инкасо в размер на 4 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Транспортни услуги – обезпечават лицензионната дейност на дружеството в размер на 60 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Обучение на персонала в размер на 5 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Счетоводно обслужване в размер на 13 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Управление на човешките ресурси в размер на 39 хил. лв., същите включват разходи за организиране на подбор и набиране на персонал, оценка на потенциала, изготвяне на индивидуални планове за развитие, провеждане на обучения за повишаване квалификацията на служителите, изготвяне на трудови договори, допълнителни споразумения и съответните длъжностни характеристики, изготвяне на справки, декларации и други документи за подаване пред НСИ, Инспекция по труда, РИОКОЗ, провеждане на тръжни процедури свързани със здравно осигуряване, животозастраховане и други, управление условията на труд – осигуряване на здравословни и безопасни условия на труд, медицинско обслужване, ежегодни профилактични прегледи. За новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Правни услуги отчетени в размер на 10 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Тръжни процедури в размер на 26 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Други разходи в размер на 10 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

Дружеството посочва, че отчетените през 2023 г. разходи са нанесени в графа „други разходи“, поради липса на по-подробна аналитичност в ценовия модел. Същите са присъщи за дейността, като включват разходи за стопански инвентар – в размер на 1 хил. лв., разходи за закупуване на други материали – в размер на 1 хил. лв., разходи за рекламни материали – в размер на 1 хил. лв., разходи за услуги, свързани с екологията – в размер на 1 хил. лв., физико-химичен анализ – в размер на 3 хил. лв. и други външни услуги – в размер на 3 хил. лв.

6. Разходи, свързани с нерегулираната дейност в размер на 636 хил. лв.

Дружеството посочва, че съгласно Указания-НВ, НРЦЕЕ, НРЦТЕ, отчетените през 2023 г. непризнати за целите на ценообразуването разходи са в размер на 636 хил. лв., както следва:

- Вноски във ФСЕС по чл. 36е от ЗЕ в размер на 289 хил. лв.;
- Неустойки по договори /за забава/ в размер на 134 хил. лв.;
- Такси дялово разпределение в размер на 92 хил. лв.;
- Неустойки – недостиг /небаланс ел. енергия/ в размер на 42 хил. лв.;
- Достъп производители в размер на 30 хил. лв.;
- Разходи за лични нужди в размер на 22 хил. лв.;
- Разходи за участие в стандартна балансираща група в размер на 5 хил. лв.;
- Други в размер на 22 хил. лв.

Общо разходи в размер на 636 хил. лв.

II. Променливи разходи

1. Разходи за материали в размер на 4 792 хил. лв., в т.ч.:

Разходи за природен газ в размер на 4 606 хил. лв., както следва:

- Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия - формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за комбинирано производство на енергия в размер на 3 232 хил. лв.

- Разходи за гориво за производство на топлинна енергия - формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за производство на енергия от водогрейни котли в размер на 1 374 хил. лв.

Цената на природния газ, заложена в ценовия модел, е в размер на 793,10 лв./kNm³.

Дружеството посочва, че същата е формирана в Приложение № 2 към ценовия модел. Цената се състои от разпределение на природен газ в размер на 9,76 лв./MWh, снабдяване – 0,60 лв./MWh, доставка на природен газ – 57,59 лв./MWh (съгласно Решение № Ц-4 от 01.03.2024 г. на КЕВР за утвърждаване на цена на природен газ за м. март на обществения доставчик), пренос – 1,02 и достъп – 4,13 (прогнозни цени за първо тримесечие на 2024 г.).

Дружеството обръща внимание, че при постановяване на решението за ценови период 01.07.2024 - 30.06.2025 г. очаква да се вземе предвид, че окончателните разходи ще следва да се определят съобразно нормите на чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а НРЦЕЕ, съгласно които при утвърждаване на цените на топлинната енергия и на преференциалната цена на електрическата енергия за следващия регулаторен/ценови период при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, необходимите годишни приходи се коригират с тази разлика по посочена в наредбите формула. Така изменената нормативна уредба гарантира в последващ период изплащане на всички разходи за основното гориво - природен газ, направени от дружеството.

Според дружеството в утвърдената с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. на КЕВР цена на природния газ за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 123,54 лв./MWh липсва цена за „Достъп и пренос по мрежата на ГРД“. В предходните две решения на Комисията за предходни регулаторни периоди на дружеството е утвърждавана такава цена, като за последния регулаторен период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цена за „пренос и достъп по мрежата на ГРД“ е включена от КЕВР в определената индивидуална прогнозна цена на природния газ на дружеството. Следователно същата не трябва да бъде подлагана на изравняване спрямо цената, по която дружеството е закупувало природен газ и съответно не трябва да участва във формирането на надвзетия/недовзет приход за предстоящия регулаторен период.

- Разходи за вода в размер на 2 хил. лв., като е планирано увеличение, дължащо се на увеличение на цените на водата в размер на 4 хил. лв.

- Разходи за закупена ел. енергия в размер на 119 хил. лв., от които 37 хил. лв. за производство и 82 хил. лв. за пренос.

Дружеството посочва, че при аварийно спиране на ко-генерацията и излизане извън график на дружеството се налага закупуване на външна електрическа енергия. За експлоатация на съоръженията в абонатните станции се използва закупена електрическа енергия по договор с „Енерго-ПРО Енергийни услуги“ ЕАД. За новия регулаторен период е планирано увеличение на разходите за купена електрическа енергия в размер на 12 хил. лв., което се дължи на очакваните по-високи нива на цената на купената електроенергия.

- Консумативи (химикали, реагенти) – отчетени са 47 хил. лв. Тук са включени разходи за химикали, реагенти за обработка на циркулиращата вода по топлопреносната мрежа и централата. С тази обработка се цели омекотяване и химическа обработка на водата, с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по участъците от топлопреносната мрежа и същевременно намаляване на пробивите, аварията и загубите от

изтичане. За новия регулаторен период е предвидено увеличение на разходите с 4 хил. лв.

Акциз на природния газ – формира се на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ в размер на 98 хил. лв.

Дружеството не следва да притежава комплексно разрешително по Закона за опазване на околната среда.

През 2023 г. са отчетени инвестиции в размер на 1 539 хил. лв., както следва:

- Закупуване на нов двигател на ИКПТЕЕ в размер на 1 277 хил. лв.;
- Подмяна на участък от топлопреносната мрежа в размер на 100 хил. лв.;
- Инвестиция в сграда в размер на 29 хил. лв.;
- Ротационен разходомер в размер на 2 хил. лв.;
- Честотен регулатор в размер на 1 хил. лв.;
- Софтуер за събиране на вземания в размер на 127 хил. лв.;
- Разработка на Уеб сайт в размер на 3 хил. лв.;

За новия регулаторен период дружеството планира инвестиции в размер на 348 хил. лв., разпределени на 218 хил. лв. в производството и 130 хил. лв. в преноса, планирани на база инвестиционната програма на дружеството – Приложение № 2.

Дружеството пояснява, че инвестиционните намерения в котелен цех предвиждат инвестиция от 100 хил. лв. за изграждане на каскада с 6 броя водогрейни котли с обща мощност 1,6 MW, както и 8 хил. лв. за изцяло нова система за газсигнализация. При осигуряване на средства дружеството предвижда рехабилитиране и обновяване на съществуващата топлопреносна и топлоразпределителна мрежа, като необходимите инвестиции са определени в размер на 110 хил. лв. В абонатните станции се предвиждат инвестиции в размер на 20 хил. лв. и то при крайна необходимост от подмяна на помпи, топлообменници или други съоръжения.

Поради необходимост е предвидена инвестиция за хидроизолация на част от работните помещения на стойност приблизително от 10 хил. лв.

Предвидени са средства за закупуване на нов силов трансформатор, както и препроектиране и допълване на релейна и защитна апаратура на обща стойност 100 хил. лв.

III. Производствена програма

Заложена в ценовия модел производствена програма за новия регулаторен период е приблизително еднаква с планираната производствена програма по време на миналогодишния преглед на цените. Налице са различия между отчетените през 2023 г. производствени параметри, отчетените за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. такива, и заложените в плана за новия регулаторен период, дължащи се на два основни фактора. Първият фактор са климатичните условия за периода. През месеците октомври и ноември не са били изпълнени изискванията на нормативната уредба за пускане на отоплението, поради необичайно топлото за периода време. Средномесечната температура за октомври е била 17°C, с 5°C над нормите. Нормативните изисквания за три последователни дни под 12°C са били изпълнени на 15 ноември 2023 г. Декември 2023 г., февруари и март 2024 г. също са със средномесечни температури доста над нормата за съответните периоди. За периода януари-април 2024 г. основното разминаване на план и отчет е вследствие само и единствено на климатичните промени. Втори фактор за разминаване на план и отчет са производствени аварии на съоръжения от ИКПТЕЕ, довели до спиране на комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия. В периода 29.09.2023 г. до 25.11.2023 г., поради авария на двигателя на ИКПТЕЕ е извършена подмяна с отремонтiran такъв, доставен от фирмата производител. Основно за периода 15-25.11.2023 г. е произвеждана топлинна енергия само от водогрейни котли. Разминаване на план и отчет за периода октомври-декември 2023 г. е свързано с аварията на двигателя на ИКПТЕЕ, както и климатичните изменения. Трети съществен период на разминаване, съгласно производствената програма на план и отчет е февруари-март 2024 г. Поради авария на силов трансформатор от 21.02.2024 г. е преустановена работата на ИКПТЕЕ. По предварителен план възстановяването на производството е предвидено за началото на м.

юни 2024 г. В този ред от 21 февруари производството на топлинна енергия се осъществява само с водогрейни котли.

IV. Норма на възвръщаемост на собствения капитал

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал се променя всеки ден/месец/година съобразно промяната в капиталовата структура и макроикономическите променливи. За определяне на нормата на възвръщаемост от собствения си капитал, дружеството е използвало модела за оценка на капиталовите активи (МОКА). Това е модел за изчисляване на минимално изискуемата норма на възвръщаемост от инвестиция в дялови ценни книжа (акции) и съответно за изчисляване на цената на финансиране със СК. Моделът е базиран на Теорията за диверсификацията на Х. Марковиц от 1959 г. и Модерната портфейлна теория. Изискуемата норма на възвръщаемост от собствения капитал според този модел е равна на:

Изискуема възвръщаемост на СК = Безрискова НВ + Бета х (Пазарна рискова премия+рискова премия за странови риск),

където:

Безрискова норма на възвръщаемост – получава се от инвестиции в активи, при които очакваната норма на възвръщаемост съпада с реално получената. Използва се доходността по избраните като безрискови ценни книжа към датата на съответния анализ. Текущата безрискова НВ задължително изисква използването на текуща пазарна рискова премия.

Бета – коефициент, измерващ недиверсифицируемия риск на дадена ценна книга в сравнение с пазарния риск и състоянието на пазара като цяло, т.е. бета показва как се изменя доходността от дадена ценна книга в сравнение с изменението на общата пазарна доходност.

Пазарна рискова премия - показва каква доходност над безрисковата норма на възвръщаемост е очаквана и желана от инвеститорите в дялови ценни книжа. Тя зависи от риска, който самият инвеститор е готов да понесе, и от риска на самата акция. Колкото е по-висок рискът, толкова по-голямо възнаграждение (по-висока доходност или премия) за своето вложение ще изисква инвеститорът.

Рискова премия за странови риск – изразява допълнителната премия, която желаят инвеститорите в държави с по-висок политически риск.

При определяне на цената на финансиране със СК чрез МОКА се използва бета без ливъридж за отрасъла/бизнеса (т.нар. бета на активите на компанията), което налага да бъде извършена корекция в коефициента, за да достигнем до Бета с финансовия ливъридж на компанията, по следната формула:

Бета с финансов ливъридж = Бета без ливъридж х (1 + (1-t)х(Дълг/СК)),

където:

t – е данъчната ставка

Формираната норма на възвръщаемост на собствения капитал е определена, съгласно приложената справка Приложение № 3 към обосновката за ценообразуване – 7,65%.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,041 MW.

Образуване на цените:

1. В Справка № 1 „Разходи“ приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 1,591 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи в съответствие с т. 1.б. от общия подход.

2. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени корекции на цената на природен газ, при съобразяване с т. 11 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период по данни, представени от дружествата, както следва:

2.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,98 лв./MWh;

2.3. Пренос – 1,00 лв./MWh;

2.4. Достъп – 4,22 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ 72,19 лв./MWh.

3. Норма на възвръщаемост на капитала:

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

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:

$NB = (ДСК * NB_{СК} + ДПК * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС)$, 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.

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“.

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 степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отражава колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business¹⁹, 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.

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%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 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 и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов β коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	37%
3	Дял на собствения капитал	63%
4	Лостов β коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България (p.7=p.5+p.6)	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК (p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8))	5,52%

¹⁹ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

10	Цена за емен капитал преди данъци ($p.10 = p.6 + p.8$)	6,32%
11	НВ ($p.11 = (p.3 * p.9 + p.2 * p.10 * (1 - 10\%)) / (1 - 10\%)$)	6,78%

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,78%.

[TLP-WHITE]

Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

2023/2024																
Отчетни данни																
месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:			
Количество, Qg	MWh	1 624	1 622	1 540	525	2 917	9 691	10 552	6 837	4 020	1 842	117	221	41 509		
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08		
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	74,10		
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	95,01	96,34	85,83	30,82	107,83	306,05	437,70	328,16	247,19	110,96	7,25	13,94	1 867		
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	74,10		
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	74,10		
2. Корекция по въглеродни емисии																
Количество, Qe	тона	0														
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00														
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	70,95														
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	0,00														
													$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_{пl})_t + Q_e * (C_{пе} - C_{пl})_t \pm P_{t-1}$		=	1 906,86

„Топлофикация – Разград“ АД е представило становище с вх. № Е-14-16-6 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. По отношение на **корекцията на необходимите приходи** съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ дружеството е посочило, че при формиране на надвзетия приход от природен е подложена на изравняване посочената в Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. прогнозна индивидуална цена на природния газ в размер на 119,08 лв., като не са отчетени изложените аргументи, подробно разписани в предоставената Обосновка на разходите, че в същата са включени и цените за пренос и достъп по мрежата на газоразпределителното дружество (ГРД): 9,76 лв./MWh - разпределение през газоразпределителна мрежа и 0,60 лв./MWh - снабдяване с природен газ. Дружеството е посочило, че цените, по които газоразпределителните дружества и общественият доставчик продават природен газ също са предмет на регулиране от КЕВР, а „Топлофикация – Разград“ АД попада в групата стопански клиенти с равномерно потребление до 73 955 MWh/год., присъединени към газоразпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД.

„Топлофикация – Разград“ АД не приема и възразява срещу направената калкулация на надвзетия приход от природен газ за регулаторен период 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г. в размер на 1 867 хил. лв. Според дружеството същата е завишена с **430 хил. лв.**, представляващи непризнат разход за разпределение и снабдяване (цени за пренос и достъп по мрежата на ГРД).

- Количеството природен газ за периода 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г. - 41 509 MWh;
- Цена за разпределение на природен газ - 9,76 лв./MWh
- Цена за снабдяване с природен газ - 0,60 лв./MWh

41 509 MWh x (9,76 + 0,60) = 430,033 хил. лв.

Съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ и чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ към изчислената за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период се добавят цените за пренос и достъп през газопреносната, *съответно газоразпределителната мрежа.*

Според дружеството допълнително е допусната грешка и при формиране на разликата между прогнозните и отчетните разходи за природен газ за предходен регулаторен период (Pt-1), като същите са завишени с **11,88 хил. лв.** В Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. Комисията е посочила надвзет приход в размер на 1 171 хил. лв., като следва същата стойност да представлява посочения разход по прогноза. Същевременно е посочена друга стойност в размер на 1 222,81 хил. лв. Дружеството счита, че е налице и разминаване в реално отчетените разходи и посочените такива в Доклада.

Дружеството е приложило справка за необходимата корекция на НП съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и счита, че предложената в Доклада корекция в размер на 1 906,86 хил. лв. е необосновано завишена, като същата следва да е размер на 1 464,947 хил. лв.

2. По отношение на **цената на природния газ** за новия регулаторен период (НРП) дружеството е посочило, че в определената крайна цена на природния газ за предстоящия регулаторен период 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. в размер на **72,19 лв./MWh** липсва дължимата от дружеството цена за пренос и достъп по мрежата на газоразпределителното дружество, съгласно подписания Договор за доставка на природен газ с „Овергаз Мрежи“ АД.

В получаваните от доставчика „Овергаз Мрежи“ АД фактури (приложени към преписката за ценообразуване) на дружеството се фактурира разпределение на природен газ, снабдяване с природен газ, доставка на природен газ, пренос и достъп през и до газопреносната мрежа.

Дружеството е посочило, че при така формираната крайна цена на природния газ в Доклада без признати разходи за разпределение на природен газ и снабдяване с природен

газ - разходи формирани от цени за пренос и достъп по мрежата на ГРД, ще бъде ощетен с допълнителни 560 хил. лв.

- Заявени количества природен газ за НРП по Спецификация към Ценови модел - 54 032 MWh

- Цена за разпределение на природен газ - 9,76 лв./MWh

- Цена за снабдяване с природен газ - 0,60 лв./MWh

54 032 MWh x (9,76 + 0,60) = 559,771 хил. лв.

Дружеството счита, че предвид изложените факти и аргументи по т. 1 и т. 2 ще бъде ощетен с **1 001,681 хил. лв.**

3. По отношение на корекция на необходимите приходи на база приходи от юрисконсултски възнаграждения.

Дружеството е посочило, че в Доклада е посочена корекция в Справка № 1 „Разходи“ в размер на **1,591 хил. лв.**, представляващи приходи от юрисконсултски възнаграждения, извадени от Необходимите приходи. Дружеството обръща внимание, че **няма** приходи от юрисконсултски възнаграждения, следствие на което счита, че направената корекция е неоснователна.

4. По отношение на корекция на нормата на възвръщаемост (НВ) на собствения капитал.

Дружеството е възразило срещу предложения в Доклада размер на НВ на собствения капитал - 6,78%. Смята, че е допусната значителна грешка във формулата, по която е определена премията на СК (ред 9 от компонентите, с които се определя НВ). Според дружеството при нея погрешно при умножение с лостовия бета коефициент (ред 4) от пазарната рискова премия за България (ред 7) е извадена безрисковата премия (ред 8). Както е посочено и по-горе в Доклада (стр. 99), при Модела за оценка на капиталовите пазари, сборът от пазарната рискова премия за развит пазар и за странови риск за България, умножени по лостовия коефициент, се добавят към безрисковата премия, а безрисковата премия не се подважда от тях, както погрешно е направено при изчислението на ред 9, стр. 102. Дружеството счита, че при коригиране на допуснатата грешка, премията на СК (ред 9) следва да е 7,59% (вместо определените 5,52%), а НВ (ред 11) следва да е **7,65%** (вместо определените 6,78%).

5. По отношение на корекция на недовзет приход от електрическа енергия.

Дружеството е посочило, че към преписката за регулаторен преглед на цените, с негово писмо с изх. № ТР-Д-140/22.04.2024 г. (с вх. № Е-14-16-2/23.04.2024 г. на КЕВР) е предоставило информация за формирания **недовзет приход** от електрическа енергия за регулаторен период 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г., дължащ се на продължителни аварийни престои и липса на електропроизводство.

6. По отношение на Прогнозен отчет за приходите и разходите на НРП - 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г.

Дружеството информира, че така предложените за утвърждаване цени на топлинна и електрическа енергия в Доклада, го поставят в условие за невъзможност да изпълнява лицензионните си задължения и водят до риск от преустановяване на дейността, поради изпадане в несъстоятелност. Според дружеството от приложения прогнозен ОПР е видно, че ще изпадне в несъстоятелност.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. С измененията и допълненията в НРЦЕЕ и НРЦТЕ, обн. ДВ, бр. 47 от 22.05.2020 г., е въведена възможност за компенсирани на разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии в следващия регулаторен/ценови период, които разлики могат да бъдат разсрочени в няколко следващи периода. По силата на чл. 8, ал. 10 – ал. 12 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ при утвърждаване на цените на топлинната енергия и определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за следващия регулаторен/ценови период, при

установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, необходимите годишни приходи се коригират с тази разлика по следната формула:

$H_t = Q_g * (Ц_{пг} - Ц_t) + Q_e * (Ц_{пе} - Ц_{пe}) \pm P_{t-1}$, където:

H_t е размерът на разликата от предходния регулаторен/ценови период, лв.;

Q_g – отчетеното количество природен газ за ценовия период, MWh;

$Ц_{пг}$ – индивидуалната прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена по реда на чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ и ал. 8, т. 2, от НРЦТЕ, лв./MWh;

$Ц^I$ – отчетената индивидуална цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена въз основа на отчетените помесечни количества потребен природен газ и постигнатата помесечна цена, като среднопретеглена стойност, към която се добавят отчетените цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, лв./MWh;

Q_e – отчетеното количество въглеродни емисии за регулаторния период, тон;

$Ц_{пе}$ – прогнозната цена на въглеродните емисии, лв./тон;

$Ц^{II}$ – отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, лв./тон;

P – разликата между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, в резултат на прогнозни количества и разходи, използвани за определяне на H_{t-1} , лв.;

t – ценовият период.

Възражението за корекция по природен газ не се приема. Изчисленията в Доклада са направени с предоставени от дружеството данни със заявление с вх. № Е-14-16-2 от 02.04.2024 г. Корекцията за предходен ценови период, следва да бъде преизчислена чрез показателя P_{t-1} в следващия ценови период, съгласно чл. 24 а от НРЦЕЕ.

Възражението за несъгласие с изчислената стойност по отношение на корекцията на P_{t-1} не се приема. Изчисленията в Доклада са направени с предоставени от дружеството данни със заявление с вх. № Е-14-16-2 от 02.04.2024 г.

2. Възражението, че не е отчетен разходът, който дружеството ще извършва за достъп и пренос по газоразпределителната мрежа (ГРМ) на „Овергаз Мрежи“ АД не се приема. В съответствие с т. 11 от общия подход, въз основа на прогнозните цени на природен газ и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно и газоразпределителната мрежа, като се получава крайна цена на природен газ в размер на 72,19 лв./MWh.

3. Възражението по отношение на корекция на необходимите приходи на база приходи от юрисконсултски възнаграждения не се приема.

Дружеството е посочило със заявление с вх. № Е-14-16-2 от 02.04.2024 г. приходи от юрисконсултски възнаграждения в размер на 1,591 хил. лв.

4. Възражението по отношение на нормата на възвръщаемост не се приема.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е определена по формулата съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ, а именно:

$НВ_{ск} = НВб + \beta_L * (НВп - НВб)$

където:

$НВб$ е безрискова норма на възвръщаемост;

$НВп$ - пазарна рискова премия;

β_L - лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

5. Възражението по отношение на корекция на недовзет приход от електрическа енергия, дължащ се на продължителни аварийни престои и липса на

електропроизводство, не се приема. Подобен разход не е присъщ на лицензионната дейност „производство на електрическа и топлинна енергия“.

6. Възражението по отношение на прогнозния отчет за приходите и разходите на НРП - 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. не се приема. Всяко дружество следва да създава организация за ефективна дейност при оптимизиране на разходите и увеличаване на приходите от лицензионната си дейност.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация-Разград“ АД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация-Разград“ АД			
1. Справка 4 – „ТИП в производство“	Предложение	След корекция	Изменение %
1.1 Природен газ, лв./knm ³	793,10	780,76	-1,56%

След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация-Разград“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	191,00
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	13,30
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	131,08

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 7 622 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 7 248 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 423 хил. лв. и променливи – 4 824 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 5 526 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,78%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 300 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 21 310 MWh.

9. „ЮЛИКО - ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-56-1 от 09.04.2024 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическата енергия от комбинирано производство – 727,65 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 100,03 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Юлико - Евротрейд“ ЕООД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията,	Цени на енергията по ценови модел,	Предложени цени по	Изменение, %
------------	--------------------	------------------------------------	--------------------	--------------

	утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4- к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	725,58	722,00	727,65	+0,78
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	104,27	104,27	100,03	-4,04

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ 911,00 лв./kNm³ (без ДДС и акциз).

С писмо с изх. № Е-14-56-1 от 15.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация към заявлението, както следва: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване; подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, в т.ч. декларация от управителя на дружеството, за това, че същите не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия; попълнена справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2022 г. и за 2023 г.; справка, съдържаща отчетна информация за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. и прогнозна информация за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. за електрическата енергия, както следва: бруто, собствени нужди, нето, MWh в т.ч.: собствено потребление, продажба на потребители, продажба на краен снабдител, БНЕБ и други, MWh; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ.

С писмо с вх. № Е-14-56-1 от 29.04.2024 г. дружеството е представило обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, както и друга информация и документи, изискани с писмото на КЕВР.

От дружеството декларират, че няма получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения през отчетната година и такива не са включени като ценообразуващ елемент при определяне на цените на топлоенергията и електрическата енергия. Също така е предоставена информация, че дружеството не е продавало електрическа енергия на свободния пазар.

„Юлико - Евротрейд“ ЕООД е представило следната обосновка:

Прогнозните ценообразуващи елементи за новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са прогнозиран на база вече постигнати показатели през отчетния период. Дружеството работи за отопление и БГВ на ограничен брой клиенти само през отоплителния период. По отношение на количествата топлинна и електрическа енергия дружеството се съобразява с технологичните възможности на инсталирания когенератор и с потребностите на клиентите от топлинна енергия.

Разходи за амортизация – амортизационните отчисления са изчислени на база отчетната стойност на активите и срок на амортизация 15 години.

Разходи за ремонт – изчислени са на база стойността на отчетените ремонти, завишени с индекс на инфлация за 1,5 години напред с 12,5%.

Разходи за заплати и възнаграждения – отчетните стойности са увеличени с прогнозен индекс.

Разходи, пряко свързани с дейността по производство на електрическа и топлинна енергия са индексирани с около 10% в зависимост от реалното повишение на всички разходи и прогноза за повишение с 5% за следващия ценови период.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,495 MW.

Образуване на цените:

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

1.1 Корекциите за природен газ, посочени от дружеството в Справка № 1 „Разходи“ не се признават като ценообразуващ елемент, формиращ променливите разходи. Следва да се има предвид, че след извършено преизчисление в отделна справка, необходимите годишни приходи на дружеството са коригирани с получената разлика, в съответствие с чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ.

1.2 Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството:

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 67,49 лв./MWh;

3. Пренос – 0,65 лв./MWh;

4. Достъп – 3,32 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 71,46 лв./MWh.

[TLP-WHITE]

Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ															
2023/2024															
Отчетни данни															
месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:		
Количество, Qg	MWh	0	0	0	0	98	110	109	98	95	93	0	0	603	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	73,04	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв	0,00	0,00	0,00	0,00	3,64	3,49	4,54	4,72	5,85	5,62	0,00	0,00	28	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	73,04	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	73,04	
										разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.			
										-7,44	28,33	35,78			
													$H_t = Q_g * (C_{pr} - C_l)t + Q_e * (C_{pe} - C_l)t \pm Pt-1$	=	63,63

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Юлико Евротрейд“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Юлико Евротрейд“ ЕООД			
1. Справка № 1 – „Разходи“:	Предложение	След корекция	Изменение %
Надвзет/Недовзет приход от газ, съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ	-14	0	-100
2. Справка 4 – „ТИП в производство“			
2.1 Природен газ, BGN/knm ³	911	753	-17,3

След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Юлико Евротрейд“ ЕООД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	654,65
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	90,79

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 1 746 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 708 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 084 хил. лв. и променливи – 624 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 2 188 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,71%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 019 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 419 MWh.

10. „ТОПЛОФИКАЦИЯ РУСЕ“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-09-6 от 01.04.2024 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 621,98 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 164,20 лв./MWh без ДДС;
3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 126,19 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация Русе“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %

к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	601,19	612,86	621,98	+1,488
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	105,57	105,57	164,20	+55,54
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	133,25	133,25	126,19	-5,30

Цените на енергия са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на природен газ – 931,13 лв./kNm³ при калоричност 8 300 kcal/kg;
- цена на въглища – 596,54 лв./t при калоричност 4 800 kcal/kg;
- цена на мазут – 1166,82 лв./t при калоричност 9 500 kcal/kg;
- цена на биогориво – 114,72 лв./t при калоричност 3 900 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-09-6 от 25.04.2024 г. от „Топлофикация Русе“ АД е изисквана допълнителна информация относно разходите, включени в перо „Балансова стойност на продадени активи (без продукция)“ в представения Индивидуален финансов отчет на дружеството към 31.12.2023 г., която е представена в КЕВР с писмо с вх. № Е-14-09-6 от 07.05.2024 г.

„Топлофикация Русе“ АД е представило следната обосновка:

Дружеството посочва, че при планиране на цените от 01.07.2024 г. са използвани данните от предходния регулаторен период, като те са актуализирани, както следва:

1. Увеличени са планираните продажби на топлинната енергия с топлоносител гореща вода във връзка с планове за присъединяване на нови потребители и очаквано по-голямо потребление на топлинна енергия от клиентите през следващия отоплителен период (зимата на 2023 г. е била с по-високи температури от предвидените).

2. Увеличено е количеството на високоефективното комбинирано производство на електрическа енергия спрямо отчетеното през периода 01.01.2023 г. – 31.12.2023 г. в съответствие с очакваното завишение на производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

3. Горивата за новия ценови период са планирани в съответствие с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия и предвидената работа на въведените три когенериращи мощности, работещи с гориво природен газ.

4. Количеството закупени емисии парникови газове (CO₂) през текущия ценови период е получено като от изчислените емисии на база прогнозните количества горива се приспадат предвидените безплатни квоти (сума от 1/2 от квотите за 2023 г. и 1/2 от квотите за 2024 г.), по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО). Отделените въглеродни емисии през новия ценови период, започващ от 01.07.2024 г. са изчислени в съответствие с количеството и емисионните фактори на горивата за периода 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. По отношение на количеството въглеродни квоти, които следва да бъдат закупени за ценовия период от 01.07.2024 г – 30.06.2025 г., е предвидено увеличение в сравнение с базовия период поради следните основни причини:

- нарастване на общото количество отделени емисии, което се дължи на повишаване на количеството гориво в натурално изражение;
- намалено количество безплатни квоти по 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО).

Относно квотите по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО, дружеството е подало Доклад за равнище на дейност в МОСВ в нормативно определения срок до 31.03.2024 г. На основата на

същия и след одобрение от Европейската комисия ще бъдат разпределени предвидените в Доклада квоти по чл. 10а. За ценовия период 01.07.2024 г – 30.06.2025 г., дружеството е предвидило очакваните безплатни квоти за разпределение като сума от 1/2 от безплатните квоти за 2024 г. и 1/2 от безплатните квоти за 2025 г.

Относно квотите по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО, към момента липсва нормативна уредба за функционирането на „Национална рамка за инвестиции за периода 2021 г. – 2030 г.“, на база на която да се провеждат тръжни процедури за инвестиционни проекти, за изпълнението на които да се разпределят квоти по чл. 10в. Поради това не са планирани количества безплатни квоти по чл. 10в на Директива 2003/87/ЕО.

Разходи за основно гориво

По отношение на качеството на основното гориво: „Топлофикация Русе“ АД посочва, че е централа със специфика на производствените мощности, като основното гориво за производството на електрическа и топлинна енергия са въглища с характеристики, които не са налични като залежи в страната. Изискванията към въглищата са заложи в комплексното разрешително – поставени са условия за използване на твърдо гориво със съдържание на сяра под 0,4% и летливи вещества под 10%. За осъществяване на производствената дейност спрямо дружеството са заложи и сериозни ограничения относно емисиите на прах, азотни и серни оксиди, изразяващи се в изисквания за спазване на определени концентрации в димните газове. Това налага все по-високи и специфични изисквания към характеристиките на използваните горива и значително ограничава района, от който може да се доставят въглища с нужните показатели, даващи възможност за изпълнение на екологичните ограничения. На практика те могат да бъдат доставени само от внос, като за постигане на исканите характеристики се налага предварителна обработка - раздробяване, смесване и хомогенизиране. Всичко гореизброено, допълнено и от факта, че в района на добив работят крайно ограничен брой доставчици, прави цената на такъв тип въглища доста по-висока.

Изчислената цена на въглищата по доставки в рамките на ценовия период по утвърден от КЕВР образец на Приложение № 2 е 582,28 лв./t.

Цената на въглищата, която „Топлофикация Русе“ АД залага в справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ в електронния изчислителен модел за образуване на цените е: 582,28 лв./t + 14,26 лв./t. = 596,54 лв./t, където: 14,26 лв./t са допълнителни разходи за разтоварване и съхранение на въглищата, митническо складиране към всеки съд при внос, стоков и количествен контрол, вземане и разработване на проба.

Цена на природния газ: прогнозна цена в размер на 931,13 лв./kNm³, получена съгласно Приложение № 2 за отчетната 2023 г. и включва цените за достъп и пренос през газопреносната мрежа.

Цена на мазута: прогнозна цена в размер на 1 166,82 лв./t, получена съгласно Приложение № 2.

Разходи за закупена електрическа енергия: планирана е сума, завишена с 10% от стойността на разходите за закупена електрическа енергия за отчетната 2023 г.

Условно-постоянни разходи

Основните елементи на УПР (разходи за материали, външни услуги и други) са прогнозираны на база разчети за необходимите разходи на дружеството за регулаторния период, представени подробно в справка „Отчет и разчет на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията“. Завишението е следствие на ръст в годишната инфлация в края на 2023 г. и началото на 2024 г. и обвързаността ѝ с цената на услугите.

Разходите за работна заплата и осигуровки за новия ценови период са завишени спрямо отчетените разходи за текущия ценови период с 6,8%. Планираното завишение е във връзка с изоставането на средната месечна работна заплата в дружеството, която за 2023 г. е в размер на 2 533 лв., спрямо средната месечна работна заплата на персонала, зает в икономическа дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която по данни на НСИ за 2023 г. е в размер на 3 134 лв.

Разходите за ремонт са планирани на база неотложни потребности от основни

ремонти и текуща поддръжка на съоръженията.

Разходите за амортизации са изчислени при спазване изискванията на т. 31 и т. 31.1 от Указанията-НВ.

Влияние върху **разходите за консумативи** (химикали и реагенти) от променливите разходи, оказват влезлите експлоатация в началото на 2024 г. три броя когенерационни мощности Wartsila 16V34SG, които използват моторно масло. За позицията е предвидено увеличение от 10% на отчетените през 2023 г. разходи за химикали и реагенти и разход за закупуване на 181 792 л. моторно масло.

При изчисляване на **Регулаторната база на активите** са спазени изискванията на т. 30 от Указания-НВ.

Дружеството счита, че е спазило указанието за прилагане **норма на възвръщаемост на собствения капитал** в размер, утвърден от КЕВР за предходния ценови период.

За изчисляване на цената на собствения капитал за регулаторния период са използвани следните параметри за изчисление – безрискова премия, бета коефициент на активите, пазарна рискова премия.

- безрискова премия – 3,93%
- бета коефициент на активите – 0,55
- пазарна рискова премия – 6,94%
- НВск = $3,93\% + 0,55 * 6,94\% = 7,747\%$

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал и е в размер на 5,73%.

- Дял на собствения капитал - ДСК = 40,63%;
- Дял на привлечения капитал - ДПК = 59,37%
- Данъчна ставка - ДС = 10%

В резултат на изчисленията в ценовия модел, дружеството определя **Нормата на възвръщаемост на капитала** в размер на 6,90%.

В резултат на извършените изчисления по Справки от № 1 до № 9 (разчетни данни за 2024-2025 г.) са прогнозирани необходими приходи от дейността в размер на 179 380 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 420,91 MW.

В резултат на анализа на горепосоченото заявление в Доклада са извършени корекции и са предложени следните ценообразуващи елементи на цените:

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

1.1. Разходите за „други разходи по нормативни актове“ са коригирани, като неприсъщи за лицензионната дейност на дружеството.

1.2. Прогнозни емисии CO₂ – 170 918 t на ниво отчет за 2023 г. за относително същото производство на електрическа и топлинна енергия в централата.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 136.91 лв./t x 170 918 t = 23 400 хил. лв.

1.3. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 7,605 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

2. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирано е количеството въглища, като са намалени от 104 570 t на 94 571 t до достигане показателя обща енергийна ефективност в съответствие с приетите показатели за производство на високоефективна електрическа енергия, съгласно т. 5 от общия подход.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи на топлинна енергия по преноса са намалени от 39,15% на 32%, в контекста на извършените и предстоящи

инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от приетия общ подход.

4. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството:

1. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,06 лв./MWh;
 2. Пренос – 1,02 лв./MWh;
 3. Достъп – 4,12 лв./MWh;
- Крайна цена на природен газ – 70,21 лв./MWh.

[TLP-WHITE]

Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2023/2024												
		Отчетни данни												
месец		07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	7	241	1 508	0	3 531	81	243	12 617	26 388	25 503	26 357	21 169	117 644
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	92,62	92,62	92,62	92,62	92,62	92,62	92,62	92,62	92,62	92,62	92,62	92,62	92,62
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	59,79
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0,24	7,95	44,14	0,00	37,08	0,41	3,65	271,77	924,37	861,48	936,45	775,19	3 863
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	59,79
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Цена на пр. газ, Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	59,79

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	170 918
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	88,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	70,95
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	5 699,59

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
2 833,70	2 878,22	44,52

$$Ht = Qg * (Цпг - Цпl)t + Qe * (Цпе - Цпl)t \pm Pt-1 = 9\ 606,82$$

„Топлофикация Русе“ АД е представило становище с вх. № Е-14-09-9 от 10.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Според дружеството от направена калкулация на определените в Доклада цени на електрическата и топлинната енергия и количествата за производство се получава приход в размер на 147 757 хил. лв. ($233\,376\text{ MWh} * 512,36\text{ лв./MWh} + 130\text{ MWh} * 177,70\text{ лв./MWh} + 3\,965\text{ MWh} * 93,22\text{ лв./MWh} + 296\,628\text{ MWh} * 128,64\text{ лв./MWh}$). Дружеството твърди, че има несъответствие между изчислените приходи по цените и количествата, определени от Комисията в размер на 147 757 хил. лв. и посочените в Доклада необходими приходи от 157 410 хил. лв. и настоява за коректно отразяване в цените на необходимите приходи след преразглеждане на разликата от 9 653 хил. лв.

2. Изразява се несъгласие по отношение на разходите за „други разходи по нормативни актове“. Дружеството твърди, че посочените разходи не са неприсъщи за лицензионната дейност. Посочва, че това са присъщи, икономически обосновани разходи за вноски във „Фонд сигурност на електроенергийната система“ и разходи за достъп до електропреносната мрежа. Според дружеството, непризнаването на тези разходи за нуждите на ценовото регулиране е в противоречие с чл. 31, т. 2 от ЗЕ, съгласно който цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономическите обосновани им разходи.

3. Изразява несъгласие с направените корекции на необходимите за закупуване квоти за емисии на парникови газове (CO₂) от 202 205 t CO₂ на 170 918 t CO₂ до нивото на отчет за 2023 г. Дружеството посочва, че аргументът за относително същото производство на електрическа и топлинна енергия в централата за новия ценови период в сравнение със сегашния не е основателен за определяне на отделените емисии на парникови газове. Отделените емисии се определят от прогнозираните горива за производство, а в предложението за обсъждане Доклад не е направена съпоставка на горивния микс, заявен от дружеството, което от своя страна оказва влияние и върху броя на квотите за закупуване. За новия ценови период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. в „Топлофикация Русе“ АД през голяма част от времето е предвидено да работят новомонтираните когенерационни мощности, работещи само на природен газ, което от своя страна намалява възможността за използване биомаса като гориво. От друга страна, попълвайки формуляра за докладване на годишните емисии от операторите на инсталации (публикуван на интернет страницата на ИАОС) по Наредба за условията, реда и начина за изготвяне на докладите и за верификация на докладите на операторите на инсталации и на авиационните оператори и за изготвяне и проверка на заявления на нови участници, но с намаленото количество въглища от страна на Комисията (94 571 t), се получават 206 331 tCO₂ за предвиденото производство. След приспадане на предвидените безплатни квоти (сума от 1/2 от квотите за 2024 г. и 1/2 от квотите за 2025 г.), по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) остават 184 929 tCO₂ за закупуване, а не така определените 170 918 tCO₂. Дружеството е направило искане при постановяване на решението за новия ценови период да бъдат съобразени предложените от него разходи за закупуване на емисии на парникови газове (CO₂) от 27 684 хил. лв.

4. Изразява несъгласие по отношение на корекция на количеството въглища в посока на намаление с 10 хил. тона. Дружеството не е съгласно с мотива от Доклада, че въглищата са намалени до достигане на показателя обща енергийна ефективност до постигнатата през 2023 г. (72,68%), защото този показател е съобразен при подаване на заявлението (72,80%).

5. Изразява несъгласие по отношение на количеството на топлинна енергия за разпределение с топлоносител гореща вода. Дружеството посочва, че не е реалистична направената корекция в прогнозните приходи от топлинна енергия с топлоносител гореща вода. В разчетите си към заявлението за цени „Топлофикация Русе“ е посочило прогнозно количество на реализираната топлинна енергия с гореща вода в размер на 265 430 MWh. Това количество е близко до отчетените количества за 2023 г. и за периода 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г., съответно 263 588 MWh и 265 583 MWh. Чрез направената корекция, е завишена реализацията на гореща вода на 296 629 MWh, т.е. с 31 198 MWh. Това според

дружеството не е постижимо, тъй като значително надвишава реалните нужди на клиентите. На това завишение съответстват приходи, които реално няма да се получат от дружеството.

6. Изразява несъгласие относно таксата достъп, при определяне на прогнозните цени на природния газ. Дружеството не е съгласно с определената такса достъп от 4,12 лв./MWh. Това е цената, изчислена по отчета на Дружеството за ценовия период 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г., и не е отчетен разход в размер на 285 719,40 лв. по сключен договор с „ТИБИЕЛ“ ЕООД за компенсиране сезонна неравномерност, подписан на основание План за действие при извънредни ситуации за гарантиране сигурността на доставките на природен газ на Република България, във връзка с чл. 72а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ и съгласно изискванията на чл. 8 и чл. 10 от Регламент (ЕС) 2017/1938 на Европейския Парламент. Съобразявайки се с този разход, цената за достъп ще се повиши на 5,41 лв./MWh.

7. Дружеството не е съгласно с определения в Доклада коефициент за разпределение на горивото в производството Кел.^{КПД} в размер на 0,3250%. В ценово Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. е определен коефициент 0,3183, който с Решение № Ц-12 от 31.05.2024 г. е изменен на 0,3100, предвид инсталирането на новите когенерационни мощности.

По отношение на горните възражения може да се посочи следното:

1. Дружеството неоснователно възражава по отношение на **общия размер на необходимите приходи**, доколкото не отчита, че разликата между изчислените приходи от цените и количествата на електрическата и топлинната енергия и утвърдените необходими приходи представлява надвзетият приход от цената на природния газ и квотите въглеродни емисии от предходния ценови период.

2. Дружеството неоснователно възражава по отношение на **разходите за „други разходи по нормативни актове“**, доколкото разходите към ФСЕС и ежемесечните такси за достъп до електропреносната мрежа не се включват в състава на признатите от комисията разходи, съгласно чл. 30, ал. 6, чл. 33, ал. 6 и чл. 36е от ЗЕ.

3. Дружеството неоснователно възражава по отношение на **разходите за закупуване на емисии на парникови газове**, доколкото същите са определени след разглеждане от Комисията на новите данни и обстоятелства, посочени от дружеството в заявление с вх. № Е-14-09-6#3 от 17.06.2024 г.

4. Дружеството неоснователно възражава по отношение на **корекцията на количеството въглища**, доколкото същите са определени след разглеждане от Комисията на новите данни и обстоятелства, посочени от дружеството в заявление с вх. № Е-14-09-6#3 от 17.06.2024 г. Освен това корекцията на количеството на въглища е с оглед достигане на показателя обща енергийна ефективност в съответствие с приетите показатели за производство на високоефективна електрическа енергия, съгласно т. 5 от общия подход. Дружеството следва да отчете положителния резултат от въвеждане на когенерационните инсталации в посока намаляване на тежестта на въглищата като основно гориво.

5. **Възражението по отношение на корекцията в прогнозните количества топлинна енергия с топлоносител гореща вода не се приема.**

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага поради необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични

разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия. В необходимите приходи дружеството е включило разходи и възвръщаемост за цялото произведено и пренесено количество топлинна енергия, включително за технологичните загуби, поради което е обосновано разпределянето на необходимите приходи върху по-голямо количество топлинна енергия, с оглед определяне на по-справедлива цена на топлинната енергия за клиентите.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 39,01%;
- отчетени за 2023 г. – 39,26%;
- признати за новия ценови период – 30%.

Стойностите на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода са следните:

- отчетени за 2023 г. - 263 588 MWh;
- заявени за новия ценови период - 298 593 MWh;
- изчислени за новия ценови период - 319 679 MWh.

6. Възражението по отношение на такса достъп, при определяне на прогнозните цени на природния газ не се приема.

Съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ и чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ разходите за основно гориво природен газ се остойносттават въз основа на: изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 1 и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопотеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа.

Комисията е определила прогнозните разходи за природен газ за предстоящия ценови период въз основа на действащи договори, сключени от обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД с различни доставчици, които осигуряват необходимите количества природен газ за вътрешния пазар, както и въз основа на прогнозни данни за потреблението на природен газ по месеци, в периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., в съответствие с т. 11 от общия подход. При изчисляване на еднокомпонентната цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода и преференциалната цена на електрическата енергия комисията е взела предвид отчетните данни, предоставени от „Топлофикация Русе“ АД в Приложение №2. Разходи за такси за компенсиране на сезонна неравномерност на доставките на природен газ не следва да се признават като разход в цените, доколкото произтичат от смяна на доставчика на природен газ, която не е икономически обоснована от дружеството.

Комисията не е извършвала корекции на заявените количества природен газ.

7. Възражението по отношение на коефициент за разпределение на горивото в производството не се приема.

Следва да се отчете влиянието от въвеждане на когенерационните инсталации и повишаването на ефективността на централата, поради което Кел.^{КПД} се определя в размер на 0,3570.

„Топлофикация Русе“ АД е представило писмо с вх. № Е-14-09-6 от 17.06.2024 г. с искане за корекция на заявление с вх. № Е-14-09-6 от 01.04.2024 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, към което е приложено и заявление с вх. № Е-14-09-6#3 от 17.06.2024 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин. Предложените от дружеството за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, са както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 614,02 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара –105,68 лв./MWh без ДДС;
3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода –88,50 лв./MWh без ДДС.

Приложени са следните документи: Приложение № 3 от 17.06.2024 г. с коригирани производствени показатели; технически показатели и финансово-счетоводни данни за постоянните и променливи разходи според Указания-НВ и по образец на КЕВР на основата на ценовия изчислителен модел, приложен при утвърждаването на цените на топлинната и електрическата енергия за новия ценови период; попълнен формуляр за докладване на годишните емисии за периода 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г.; копие на писмо с вх. № ФИД-683 от 14.06.2024 г. от „Флай Пауър“ ЕООД, във връзка с промяна в производствените планове на фирмата.

Образуване на цените по заявление с вх. № Е-14-09-6#3 от 17.06.2024 г.:

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

1.1. Разходите за „други разходи по нормативни актове“ са коригирани, като неписъщи за лицензионната дейност на дружеството, като се отчетат и аргументите, изложени по възражението на дружеството.

1.2. Прогнозни количества емисии CO₂ – 285 231 t (изчислени спрямо коригираните количества горива) - 22628,5 t (безплатни квоти емисии CO₂) = 262 602,14 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 136,91 лв./t x 262 602,14 t = 35 952 хил. лв.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са: природен газ 15 961,59 kNm³, 134 500 t въглища, 1 130 t мазут и 49 046,67 t ВЕИ.

1.3. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 7,605 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

2. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирано е количеството въглища, като са намалени от 145 881 t на 134 500 t до достигане показателя обща енергийна ефективност в съответствие с приетите показатели за производство на високоефективна електрическа енергия, съгласно т. 5 от общия подход, като се отчетат и аргументите, изложени по възражението на дружеството.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи на топлинна енергия по преноса са намалени от 39,01% на 30%, в контекста на извършените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от приетия общ подход, като се отчетат и аргументите, изложени по възражението на дружеството.

4. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството:

1. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 64,19 лв./MWh;

2. Пренос – 1,02 лв./MWh;

3. Достъп – 4,12 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 69,34 лв./MWh.

5. Корекциите на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ са посочени в таблицата по-горе.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация Русе“ АД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация Русе“ АД			
	Предложение	След корекция	Изменение %
1. Справка 1 – „Разходи“			
1.1. Други разходи по нормативни актове, хил. лв.	7 674	0	-100
1.2. Разходи за емисии парникови газове (CO ₂), хил. лв.	36 209	35 952	-0,7
2. Справка 4 – „ТИП в производство“			
2.1 Количество въглища, t	145 881	134 500	-7,8
3. Справка № 5 – Технологични разходи по преноса на топлинна енергия, %	39,01	30,0	-9,01
3.1 Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	298 593	319 679	+7,1

След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация Русе“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	508,92
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	331,22
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	92,92
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	121,55

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 190 084 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 186 073 хил. лв., от които условно-постоянни – 43 459 хил. лв. и променливи – 142 614 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 64 597 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,21%;
- Количество електрическа енергия – 295 303 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 295 174 MWh;
 - от некомбинирано производство – 129 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 965 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 319 679 MWh.

11. „ТОПЛОФИКАЦИЯ-ПЕРНИК“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-03-2 от 29.03.2024 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 502,09 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 136,70 лв./MWh без ДДС;
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 65,42 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация-Перник“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100

Преференциална цена на електрическата енергия	572,25	587,10	502,09	-14,48
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	115,94	115,94	136,70	+17,90
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	67,79	67,79	65,42	-3,49

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на въглища – 134,36 лв./ $t_{н.г.}$ при калоричност 1 900 kcal/kg;
- цена на природен газ – 699,54 лв./ knm^3 (без ДДС и акциз).

С писмо с изх. № Е-14-03-2 от 03.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация относно: обосновка на дружеството за получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, в т.ч. декларация от изпълнителния директор на дружеството, за това, че същите не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия; данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г., по т. 1.; разходо-оправдателни документи за закупените от дружеството количества квоти за емисии CO₂ за последния ценовия период. С писмо с вх. № Е-14-03-2 от 15.04.2024 г. дружеството е представило в КЕВР изискваната допълнителна информация, като е посочило, че:

- технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия – през отчетната 2023 г. са в размер на 54,21%. Отпуснатата топлина към преноса с гореща вода е в размер на 360 541 MWh, продажбата на топлинна енергия с гореща вода – 165 104 MWh. Със заложената в инвестиционната програма подмяна на елементи от топлопреносната мрежа, дружеството има за цел през новия регулаторен период 2024 -2025 г. да намали технологичните разходи до 42, 21%.

- юрисконсултските възнаграждения не са включени като ценообразуващ елемент при определяне на цените на топлинната и електрическа енергия.

„Топлофикация-Перник“ АД е представило следната обосновка:

Прогнозната информация е определена въз основа на базисната 2023 г., съгласно Указания-НВ.

Производствена програма (отчет и прогноза):

След въвеждане в експлоатация на КГ 1, КГ 2 и КГ 3 през настоящия регулаторен период, дружеството е изготвило производствената програма базирана на новите мощности и парогенератор № 5 в паралел с турбогенератор № 5. Парогенератор № 3 е изведен от експлоатация. През новия регулаторен период дружеството предвижда през отоплителния сезон работа на парогенератор № 5 в паралел с турбогенератор № 5 и трите когенератора. Преходните месеци май и април съгласно топлинния товар в работа ще е парогенератор № 5 в паралел с турбогенератор № 5. За летните месеците е планирано в експлоатация да са само трите когенератора.

Производство на топлинна енергия – отпуснатата от съоръженията топлинна енергия към преноса през прогнозния период е 613 800 MWh. Предвижда се броят потребители на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се запази спрямо отчетния период. Технологичните разходи при преноса с гореща вода за отчетния период са 54,21%. Прогнозира се през новия регулаторен период те да се намалят до 42,21%.

Производство на електрическа енергия – цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период е изчислено съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство, при $\Delta F \geq 10\%$.

Производството на електрическа енергия през отчетния период възлиза на 280 247 MWh, а за периода 2024 г. – 2025 г. се планира да бъдат произведени 336 096 MWh.

Продадена електрическа енергия – през отчетната 2023 г. „Топлофикация-Перник“ АД е фактурирало 215 987 MWh на свободния пазар, от които 200 187 MWh, ВЕКП, компенсирани с премия от фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Общо произведеното нетно количество електроенергия през 2023 г. е в размер на 218 670 MWh. През новия регулаторен период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. количеството електрическа енергия за изкупуване е в размер на 274 951 MWh.

Електрическа енергия за собствено потребление – прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление са планирани на база отчетните данни през базовата 2023 г.

Електрическа енергия за собствени нужди – електрическа енергия за собствени нужди през новия ценови период е 61 145 MWh, в съответствие с работния режим на съоръженията съгласно глава трета, раздел I, т. 5 от Указания-НВ.

Ремонтна програма (отчет и прогноза): изпълнението на дейностите от Ремонтната програма на дружеството за 2023 г. възлиза на 6 154 хил. лв. за извършване на големи основни ремонти на съоръженията. През ценови период 07.2024 г. – 06.2025 г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 1 240 хил. лв. въз основа на ремонтна програма на дружеството. Взети са под внимание продължителната експлоатация на съоръженията и липсата на средства за реализиране на програмата в пълен размер през предишните регулаторни периоди. Стойността на ремонтните дейности е определена съгласно предварителни типови обеми по основните и средни ремонти. Текущите и аварийните ремонти се калкулират на база утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения и договорените часови ставки за труда.

Инвестиционна програма – през новия регулаторен период дружеството ще продължи да изпълнява част от дейностите, заложи в настоящия. Предвидени са инвестиции за проектиране и изграждане на депо за съхраняване на промишлените отпадъци от дейността и рекултивация на Сгуроотвал „7-ми септември“ с цел изпълнение на екологичните норми. При основните съоръжения на централата ще бъде подменен економайзер и подмяна на работни колела на главен въздушен вентилатор 2 броя на ПГ5. Ще бъде направен основен ремонт на охладителна кула № 4 на ТГ5. За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. ще се инвестира в подмяна на главен тръбопровод, ремонт и подмяна на елементи от топлопреносната мрежа, с цел намаляване на аварийността и подобряване на услугата към клиентите. Дружеството ще инвестира и в цех Когенераторна инсталация - монтаж и пускане в експлоатация на 2 броя когенератори с единична мощност по 8,7 MWh.

Регулаторна база на активите – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2023 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и за тяхното разпределение при производството между електрическата и топлинната енергия, възлиза на 82 212 хил. лв. „Топлофикация-Перник“ АД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, Нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване. В съответствие с Указания-НВ в РБА не е включена стойността на преоценъчния резерв.

Оборотен капитал – определен е в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за съответната дейност, като не са включени разходи за

амортизации, съгласно т. 32.5 от Раздел II на Указания-НВ. За ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. оборотният капитал за производство е в размер на 7 326 хил. лв.

Норма на възвръщаемост – използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е утвърдената от КЕВР норма за предходния ценови период. Използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ – съгласно средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2023 г. е 5,41%.

Условно постоянни разходи

Разходи за амортизации – съгласно изискванията на т. 31.1, б. „б“ от Указанията-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „Топлофикация-Перник“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. разходите за амортизации са на нивото на 2023 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки – разходите за работна заплата и осигуровки за отчетната дейност през 2023 г. възлизат на 16 869 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати 13 614 хил. лв. и за осигуровки 3 255 хил. лв. За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. необходимите разходи са завишени на 16 336 хил. лв. разходи за заплати и 3 906 хил. лв. за осигуровки. Завишението е продиктувано от увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2024 г.

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензиите – са увеличени спрямо отчетната 2023 г. и същите са отразени в Приложение № 1 „Разходи за производство“ (от Справки № 1-9). Те са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период и отчетния от НСИ ръст на инфлацията. Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

Променливите разходи включват горива за производство, горива за разпалване - природен газ, разходи за закупени CO₂ квоти, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия и др. Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период.

Основно гориво за прогнозния период – за Когенераторна инсталация – природен газ, а за Парогенератор № 5 – кафяви въглища. Определянето на разходите за гориво на парогенератора за ценови период е в изпълнение на Договор № 102 от 2014 г. за покупко – продажба на кафяви въглища. Дружеството е приложило копие на Договор № 102 от 2014 г. и допълнителните споразумения към него.

В Приложение № 2 са дадени отчетните и прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2024 г. За прогнозния период цената на твърдото гориво е в размер на 134,36 лв./т.н.г. при калоричност 1 900 ккал/кг. Цената на природния газ е изчислена на база последната утвърдена цена от КЕВР за месец март 2024 г. – 57,59 лв./MWh. В цената за достъп са включени разходите на „Топлофикация-Перник“ АД, свързани със съхранение на утвърдените количества в ПГХ Чирен. Приложен е и Договор № ПГ-0106/ДГ24/026/25.03.2024 г. за компенсиране на сезонна неравномерност.

Разходи за вода, за закупуване на електрическа енергия, консумативи и външни услуги през новия ценови период: Разходите за вода за производство на електрическа и топлинна енергия през новия ценови период възлизат на 226 хил. лв. Те включват промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията. Разходи за закупена енергия и балансиране за новия ценови период възлизат на 1 613 хил. лв. и включват електроенергия за абонатните станции, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар. Разходите за консумативи за новия ценови период възлизат на 1 076 хил. лв., от които с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии. Разходите за консумативи включват още: сярна киселина монохидрат, натриева основа, хидротан, хидро-хикс, ферихлорид, железен сулфат, тринатриев фосфат, йонообменни смоли, разходи за гориво-смазочни материали за въглеподавателен тракт. Разходите за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2023 г.

Разходи за закупуване на емисии на парникови газове: в съответствие с изискванията на нормативната база ТЕЦ „Република“ притежава издадено от ИАОС разрешително за емисии на парникови газове. Същото е актуално към дата 31.03.2024 г. Ежегодно – в срок до 31 март дружеството е задължено за предходната календарна година (01.01-31.12) да предостави в ИАОС верифициран „Доклад за емисии на парникови газове“. До 30 април ежегодно дружеството е задължено да осигури квоти в размер равен на верифицираните по сметката си в „Регистъра за емисии на парникови газове“. Законодателството не предвижда изчисление и верифициране на емисии по отделни месеци, тримесечия или други периоди. За 2023 г. верифицираните емисии от дейността на дружеството са 257 824 t. Данните са от 30.03.2024 г. Прогнозното количество на закупените емисии за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. ще бъде 379 964 t при изгорени твърди горива – 437 540 t, природен газ 35 050 000 м³.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125,91 MW.

Образуване на цените:

1. Прогнозни емисии CO₂ – 379 964 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 136,91 лв./t x 379 964 t = 52 021 хил. лв.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са природен газ 35 050 km³ и 437 540 t въглища, съгласно заявеното от дружеството.

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

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 42,21% на 34% до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

4. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 63,92 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,02 + 5,27 = 6,29 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 70,20 лв./MWh.

[TLP-WHITE]

Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

2023/2024														
Отчетни данни														
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
1. Корекция по природен газ														
Количество, Qg	MWh	1 364	740	1 799	9 096	31 263	36 556	34 416	34 593	36 722	35 032	33 438	33 438	288 456
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43
Цена на пр. газ, Цтърговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,10
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	43,46	24,23	52,30	291,26	322,32	180,22	510,39	738,56	1 279,41	1 176,72	1 181,68	1 218,13	7 019
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	68,10
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Цена на пр. газ, ЦпI	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,10
2. Корекция по въглеродни емисии														
Количество, Qe	тона	242 326												
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	88,00								разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.		
Отчетена цена на въглеродни емисии, ЦпI	евро/тон	70,95								2 901,08	2 725,16	-175,92		
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	8 080,82												
Нт=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦпI)t±Pt-1													=	14 923,58



„Топлофикация-Перник“ АД е представило становище с вх. № Е-14-03-4 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

„Топлофикация-Перник“ АД е изразило несъгласие по отношение на корекцията на количествата топлинна енергия за технологични разходи по преноса. Дружеството посочва, че непрекъснато инвестира в рехабилитация на топлопреносната мрежа и подмяната на съществуващи абонатни станции с нови, съгласно утвърдените стандарти. Дружеството обръща внимание, че през отчетната 2023 г. технологичните разходи по преноса са в размер на 54,21%, а със заложените в инвестиционната програма подмяна на елементи от топлопреносната мрежа, дружеството има за цел да намали технологичните разходи до 42,21%, или намаление с 12% спрямо отчетеното. От „Топлофикация-Перник“ АД считат, че дължината на топлопреносната мрежа (139 000 m) е тясно свързана със стойността на загубите на топлина по време на преноса и посочват, че достигането на 34% загуби и корекция с още 8,21% е непосилна за дружеството.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

Възражението по отношение на корекцията на количествата топлинна енергия за технологични разходи по преноса не се приема.

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага поради необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация

пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 42,21 %;
- отчетени за 2023 г. – 54,21 %;
- признати за новия ценови период – 34 %.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация - Перник“ АД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация – Перник“ АД			
	Предложение	След корекция	Изменение %
Справка № 2 – „РБА“ - Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	82 212	96 499	17,38
Справка № 5 – „ТИП в преноса“, технологични разходи, с топлоносител гореща вода, %	42,21%	34,00%	-8,21
Справка № 5 - Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	192 100	228 971	+19,19

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация – Перник“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	469,11
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	291,41
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	107,59
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	58,50

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 185 506 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 180 286 хил. лв., от които условно-постоянни – 36 193 хил. лв. и променливи 144 093 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 96 499 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,41%;
- Количество електрическа енергия – 274 951 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 265 951 MWh;
 - от невисокоефективно комбинирано производство – 9 000 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 228 971 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 281 400 MWh.

12. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-07-2 от 29.03.2024 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 530,27 лв./MWh без ДДС;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 121,98 лв./MWh без ДДС;
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 98,05 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена	643,37	657,86	530,27	-19,39

на електрическата енергия				
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	104,19	104,19	121,98	+17,07
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	97,95	97,95	98,05	+0,10

Предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на въглищата – 357,57 лв./t с долна работна калоричност 4 369 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 200,00 лв./t калоричност 9 500 kcal/kg;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 150,15 лв./t с долна работна калоричност 3 500 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-07-2 от 03.04.2024 г. от дружеството е изискано да представи следната допълнителна информация: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; годишен финансов отчет за 2023 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на Закона за счетоводство и приложимите счетоводни стандарти, на основание чл. 26, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ; отчет и анализ на дружеството за изпълнение на ремонтна и инвестиционна програми за 2023 г. и за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г.; подробна обосновка на дружеството за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, в т.ч. декларация от изпълнителния директор на дружеството, за това, че същите не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ. С писмо с вх. № Е-14-07-2 от 12.04.2024 г. заявителят е представил в КЕВР изисканата допълнителна информация.

„Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД е представило следната обосновка:

Производството на електрическа и топлинна енергия е съобразено с настъпилите промени в броя, индивидуалното потребление на клиентите на гореща вода и метеорологичните условия за град Сливен. През 2023 г. дружеството е реализирало 94 461 MWh топлинна енергия с гореща вода. Тенденцията за повишаване на средните месечни температури през последните няколко години е довело до намаляване на продажбите на топлинна енергия за отопление. В допълнение намаляващият брой на населението и проявената демографска криза, в цялата страна и града, води и до намалено ползване на битова гореща вода. Независимо от установената тенденция за общо намаление, за предстоящия ценови период, с цел оптимизиране цената на топлинната енергия, и предвиждането за работа на съоръженията през целия регулаторен период без спиране, в прогнозата дружеството запазва количеството в същия порядък на отчетената през базовата година – 93 860 MWh. За 2023 г. продадената топлинна енергия с пара е 151 522 MWh. За предстоящия ценови период се прогнозира спад в размер на около 5% или 144 313 MWh реализирана.

Количествата електрическа енергия са резултантни от комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия, при минимално паропроизводство на

енергийните котли и постигнати показатели за ефективност през 2023 г. Планирано е спиране за ремонт на съоръженията за комбинирано производство в периода 06.06.2025 г. – 30.06.2025 г.

Собствените нужди от електрическа енергия са съобразно работещите ел. двигатели на вентилатори, помпи, съоръжения, свързани с подготовка на горивото за изгаряне, захранване на котлите с вода, подаване на варов разтвор към сероочистващата инсталация и др.

Разходи

Условно-постоянни разходи.

Дружеството посочва, че през 2023 г. трендът на повишение на цените на стоки и услуги се е забавил, но въпреки това е останал значителен. Повишението е засегнало всички видове разходи, което е довело до увеличението им. За отразяване на този икономически процес, след извършен анализ и преценка на всеки разход, в настоящето заявление дружеството е повишило съответния разход с прогнозен процент. За основната част от разходите е извършена промяна с процента на отчетената от НСИ за 2023 г. инфлация, в размер на 9,5% и действащите договори.

Разходи за заплати – съгласно вътрешните правила, при промяна на размера на минималната заплата се променят и заплатите на работещите в дружеството. От 01.01.2024 г., с изменение на Кодекса на труда за определяне начина на изчисляване на минималната работна заплата, Постановление на Министерския съвет № 193 от 12.10.2023 г. за приемане на нейното увеличение с 19,6% от 780 лв. на 933 лв., както и предстоящото увеличение от 01.01.2025 г. с 10,7% от 933 лв. на 1033 лв., сумарното увеличение ще бъде с 32,4%. Предвиденото от дружеството увеличение на разходите за заплати и възнаграждения отразява посочения ръст от 32,4%. Друга причина, поради която според дружеството е наложително увеличение на възнаграждението е ниското възнаграждение за полагащия труд в тежките условия на работа, все по-трудното задържане и голямо текучество на работници, непрекъснато увеличаващи се цени в страната.

Дружеството посочва, че считано от 01.01.2024 г., **цената на водата** за град Сливен, доставяна от „ВиК“ ООД Сливен е увеличена с 41,2%, от 2,38 лв./м³ на 3,36 лв./м³ без ДДС. За предстоящия период, със същия процент е увеличен и отчетения през 2023 г. разход. Отчитайки значителното увеличение на цените на хранителните стоки в страната, поради намаленото българско производство и внос, прогнозните разходи за безплатна храна, съгласно нормативен документ, са увеличени с 20%, спрямо 2023 г.

Разходите за материали за текущо поддържане са увеличени с 40% спрямо 2023 г.

Прогнозните разходи за амортизации са съобразени с отчетените през 2023 г., въведените в експлоатация съоръжения през същата година, такива с изтекъл амортизационен срок, и са запазени в същия размер.

Дружеството предвижда **разходът за проверка на уреди** да възлезе на 28 хил. лв., тъй като през тази година изтича двугодишния срок за метрологична проверка на част от топломерите в абонатните станции.

„Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД посочва, че през 2023 г. след направен анализ на състоянието на база проявени дефекти и с цел оптимизиране работата на централата са били насочени усилия към ремонт на генериращи съоръжения – енергийни котли, турбина и електрогенератор. Като цел, която е била поставена през 2023 г., се посочва и изпълнение на мероприятията за подобряване топлоизолациите на основни и спомагателни съоръжения с оглед намаляване на загубите на топлина.

Дружеството посочва разпределение на **разходи за ремонти**, извършени през 2023 г. на обща стойност 1 865 хил. лв., както следва: Ремонт на съоръженията по енергиен котел 1 и енергиен котел 2, включително ремонт награвни повърхнини на ЕК2 и подмяна ПП IV – 874 хил. лв.; Ремонт на турбоагрегат и турбинно оборудване за 145 хил. лв.,

включващ: проверка и ремонт на лагери, клапанна кутия, клапани ВН, сервомотори, маятникова настройка, регулираща и маслена системи, проверка ротор електрогенератор; Ремонт на съоръженията в гориво подаване за 91 хил. лв.; Ремонти на електро и КИП и А съоръжения на стойност 152 хил. лв.; Ремонт по съоръженията и сгради в ХВО на стойност 45 хил. лв.

В направление „пренос и разпределение на топлинна енергия“ са извършени следните ремонтни дейности: ремонт на промишлени парни и водни магистрали, градски водни магистрали и отклонения, АС и помпи, възстановяване на хоризонтална планировка след аварии, на обща стойност 394 хил. лв.

Ремонтът на съоръжения за очистване е на стойност 164 хил. лв.

Инвестиционните разходи на дружеството са 6 747 хил. лв. Те включват: Инвестиции в цех КТЦ за 1 223 хил. лв., които включват дейности по ЕК1, ЕК2 и КВГМ; Доставка на машини, инструменти и инвестиции в Ел. цех, ХВО и автотранспорт за 815 хил. лв.; Проектиране, доставка и изграждане на нови битови топлофикационни отклонения и абонатни станции, както и рехабилитация на топлопреносната мрежа за 591,5 хил. лв.; Инвестиции в депо за промишлени отпадъци за 1 711 хил. лв.; Инвестиции в доставка на когенератори за 4 743,7 хил. лв.

За предстоящия ценови период ремонтните дейности са свързани с изпълнение на оптимално необходимите задачи с приоритет, необходимост от подобряване техническото състояние на електро-генериращите съоръжения и поддържането им в изправност, както и на съоръженията за пренос на топлинна енергия, с цел гарантиране непрекъснато топлоподаване към клиентите на топлинна енергия. Планираните ремонтни дейности по видове и съоръжения са показани в приложена ремонтна програма.

Дружеството посочва, че за осигуряване на свободен обем на ППС за сгуро-пепелни маси в размер на 100 000 м³, се провежда обществена поръчка с обща стойност 2 100 хил. лв.

Съгласно Указания-НВ, в УПР не са включени разходи, извършвани във връзка с приходи от присъединяване, услуги, разходи за придобиване на дълготрайни материални активи и др.

В регулаторната база на активите са включени само тези активи, които са свързани с изпълнението на лицензионните дейности. Не са включени активи, които са свързани със социални разходи и др.

Дружеството заявява, че стойността на оборотния капитал е определен съгласно т. 32.5 от Указания-НВ.

Променливи разходи включват: горива; електрическа енергия; вода за технологични нужди; такса за водоползване съгласно Тарифа за таксите за водовземане, за ползване на воден обект и за замърсяване; реагенти за обработка на водата; консумативи за инсталацията за очистване на димните газове от серен диоксид; акциз съгласно Закона за акцизите и данъчните складове; квоти за емисии парникови газове.

Разходи за горива – за осигуряване на производствените нужди, дружеството предвижда оптимално съотношение на горивния микс, при спазване на определени изисквания.

За предстоящия регулаторен период се предвижда ползване на смес от наличните въглища в складовото стопанство, доставени през 2023 г. и 2024 г. Горивната смес ще се формира от българските ООЕГ и шисти и вносни-каменни антрацитни. Средната цена на въглищния микс при отчитане на доставните разходи, качествените и количествените показатели е показана в ценовия модел. От особено значение за цената на горивата е изминалата 2023 г. (базовата година), през която поради съществуващите икономически обстоятелства породени от външни фактори, като: забрана за внос, дефицит, високи пазарни цени на нефт, природен газ, въглища и други енергоносители, всички пазарни участници са се запасявали. Посочва се, към момента ситуацията е променена, като това

намира отражение в по-ниски цени на горивата, но и по-ниски продажни цени на електрическата енергия. Дружеството получава по-малко приходи от продажбата на електрическа енергия на борсата поради по-ниската борсова цена („отчетна пазарна цена“) в сравнение с необходимите приходи при „прогнозна пазарна цена“ 240,98 лв./MWh, определена от Комисията.

Цената на биогоривата, в сравнение с базовата година, е увеличена от 149,22 лв./тнГ на 150,15 лв./тнГ до склад на дружеството.

Включените в производствената програма видове и количества горива са в съответствие с комплексното разрешително на дружеството.

С оглед изпълнение на екологичните изисквания за допустими норми на емисии на серен диоксид, през новия ценови период „Топлофикация-Сливен-инж.Ангел Ангелов“ ЕАД ще използва хидратна вар за газоочистващата инсталация в размер на 2 750 тона на обща стойност 793 хил. лв. Завишението спрямо отчетната 2023 г. е продиктувано единствено от технологичната необходимост за изпълнение на нормите за серен диоксид до 360 мгр/м³. Във връзка с повишеното количество варов разтвор е завишено количеството вода съответстващо на режима на работа на газоочистващата инсталация.

За технологични нужди се доставя вода от „Напоителни системи“ ЕАД, но на 25.01.2024 г., дружеството е получило уведомление за предстояща рехабилитация на магистрален канал, част от който е участъкът, по който се доставя вода за нуждите на централата. Планираната рехабилитация ще се извърши през м. ноември и м. декември 2024 г. (началото на отоплителния сезон). За дружеството това е кризисна ситуация, поради липса на друг източник. След полученото уведомление и извършени проучвания, единственият възможен доставчик се е оказал „Водоснабдяване и канализация-Сливен“ ООД. Дружеството посочва, че продажните цени на „Водоснабдяване и канализация-Сливен“ ООД към момента на доставката значително превишават цените на „Напоителни системи“ ЕАД, поради което е предвидено увеличение на разходите за вода за посочените месеци. Прогнозните количества вода за технологични нужди за хранване на парогенераторите, производство на пара и за допълване на топлопреносната мрежа са запазени на нивото на 2023 г.

Разходите за материали, използвани при химична обработка на сурова вода, химикали и реагенти, като сярна киселина, натриева основа, железен трихлорид, сол и др. са повишени с процента на инфлация.

За предстоящия регулаторен период дружеството може да разполага с до 6 264 тона безплатни емисии, поради което предвижда да закупи разликата между емитираното количество и посочените 6 264 тона. Необходимото количество е изчислено съгласно указанията за предвидените по производствена програма горива, чрез формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации, и постигнати показатели през отчетната 2023 г. Прогнозният брой квоти за следващия ценови период 2024 г. – 2025 г. е показан в Справка № 4 в ценовия електронен модел и справка за емисии парникови газове, а разходите за закупуването им са изчислени при цена 70 евро на тон.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 30 MW.

Образуване на цените:

1. Прогнозни емисии CO₂ – 183 383 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 136,91 лв./t x 183 383 t = 25 107 хил. лв.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са 240 t мазут, 109 190 t въглища и 39 441,77 t биомаса, съгласно заявеното от дружеството.

2. В справка № 4 „ТИП в производството“ е коригирана цената на въглищата, като е намалена от 357 лв./t на 266,01 лв./t.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 41,09% на 35% в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

4. Норма на възвръщаемост на капитала.

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

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:

$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - DC)) / (1 - DC)$, където:

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

$D_{СК}$ – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

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

DC – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$D_{ПК}$ – 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.

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“.

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 степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за

последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отражава колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business²⁰, 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.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисково пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 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%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baal 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 и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов β коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	90%
3	Дял на собствения капитал	10%
4	Лостов β коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България (p.7=p.5+p.6)	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК (p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8))	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци (p.10=p.6+p.8)	6,32%
11	НВ (p.11= (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%)/(1-10%))	7,68%

²⁰ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 7,68%.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	103 338
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Ц _{пе}	евро/тон	88.00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Ц ^{II}	евро/тон	70.95
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	3 446.00

„Топлофикация-Сливен – инж. Ангел Ангелов“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-07-3 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции, както следва:

1. Дружеството е изразило несъгласие по отношение на **корекция на цената на гориво въглища**, която е намалена от 357,57 лв./тон на 266,01 лв./тон. Посочва, че цената на въглищата е получена като среднопретеглена цена от наличните на склад и предвидени за влагане в производство въглища. Дружеството е изчислило, че общото намаление на разходите за горива съгласно Доклада възлиза на 9 997 хил. лв. Изразено е опасение, че намаление в такъв значителен размер, ще доведе до невъзможност от покриване на основен разход за дейността.

2. Дружеството е изразило несъгласие по отношение на **корекцията на технологичните разходи по преноса с гореща вода**, за сметка на увеличени продажби. „Топлофикация-Сливен – инж. Ангел Ангелов“ ЕАД посочва, че представената прогноза е изцяло на база отчетените продажби през базовия период – 2023 г. Дружеството счита, че въпреки непрекъснатото развитие на пазара на топлинна енергия, увеличения на продажбите в такъв размер няма да може да постигне.

3. Дружеството е изразило несъгласие относно **корекции по въглеродни емисии**, като посочва, че въз основа на актуални отчетни данни, количеството въглеродни емисии възлиза на 66 741 тона и съответно надвзетият приход от въглеродни емисии трябва да е в размер на 2 225 хил. лв. вместо изчисления в Доклада приход от 3 446 хил. лв.

4. Дружеството предлага при определяне на необходимите приходи за ценовия период 2024/2025 г., Комисията да отрази отчетената разлика между приходите от продадена електрическа енергия по отчетна цена от 210,07 лв./MWh и приетата от Комисията с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. прогнозна пазарна цена в размер на 240,98 лв./MWh. Отчетените по-малко приходи в размер на 4 103 хил. лв. да бъдат включени в необходимите приходи при образуване на индивидуалната цена на електрическата енергия за новия ценови период.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно направената корекция на цената на въглищата не се приема.

В съответствие с т. 8 от общия подход за централите, работещи с основно гориво въглища, е направен анализ на икономическата обосновааност на представените от топлоенергийните предприятия прогнозни разходи за покупка на основно гориво на базата

на отчетените стойности през 2023 г., периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., включени в цените за изминалия ценови период. За целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи се включват разходи за основно гориво, получени като произведение от цената на въглищата, съответните разходи за товаро-разтоварни дейности и транспорт, и съответното количество въглища за ценовия период.

Цените на въглищата на дружеството са следните:

- заявени за новия ценови период – 357,57 лв./t.;
- отчетени за 2023 г. – 171,62 лв./t.;
- признати за новия ценови период – 266,01 лв./t.

Дружеството не е представило подробна обосновка и доказателства как е формирана заявената за новия ценови период цена на въглищата.

2. Възражението на дружеството относно направената корекция на количествата топлинна енергия за технологични разходи по преноса и за реализация не се приема.

За целите на ценовото регулиране в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага и поради необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното

предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 41,09%;
- отчетени за 2023 г. – 42,16 %;
- признати за новия ценови период – 35%.

3. Възражението по отношение на корекциите по въглеродни емисии не се приема.

С измененията и допълненията в НРЦЕЕ и НРЦТЕ, обн. ДВ, бр. 47 от 22.05.2020 г., е въведена възможност за компенсиране на разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии в следващия регулаторен/ценови период, които разлики могат да бъдат разсрочени в няколко следващи периода. По силата на чл. 8, ал. 10 – ал. 12 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ при утвърждаване на цените на топлинната енергия и определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за следващия регулаторен/ценови период, при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, необходимите годишни приходи се коригират с тази разлика по следната формула:

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C^I)_t + Q_e * (C_{пе} - C^{II})_t \pm P_{t-1}, \text{ където:}$$

H_t е размерът на разликата от предходния регулаторен/ценови период, лв.;

Q_g – отчетеното количество природен газ за ценовия период, MWh;

$C_{пг}$ – индивидуалната прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена по реда на чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ и ал. 8, т. 2, от НРЦТЕ, лв./MWh;

C^I – отчетената индивидуална цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена въз основа на отчетените помесечни количества потребен природен газ и постигнатата помесечна цена, като среднопотеглена стойност, към която се добавят отчетените цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, лв./MWh;

Q_e – отчетеното количество въглеродни емисии за регулаторния период, тон;

Ц_п - прогнозната цена на въглеродните емисии, лв./тон;

Ц^{II} – отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, лв./тон;

P – разликата между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, в резултат на прогнозни количества и разходи, използвани за определяне на Pt-1, лв.;

t – ценовият период.

Следва да се има предвид, че корекция за предходен ценови период, следва да бъде преизчислена чрез показателя Pt-1 в новия ценови период.

4. Възражението на дружеството, при определяне на необходимите приходи за ценови период 2024/2025 г., да се вземе предвид отчетената разлика между приходите от продадена електрическа енергия по отчетна цена и приетата от Комисията с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия, не се приема.

За целите на чл. 33а от ЗЕ комисията е извършила анализи и е определила прогнозна пазарна цена за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

Производители на електрическа енергия с обекти с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, какъвто производител е „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, следва да продават произведената електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия (чл. 100, ал. 4 и 6 от ЗЕ), като при наличие на законите изисквания на тези производители се изплаща и премия. ЗЕ не предвижда механизъм за компенсиране на приходите между действително реализирана борсова цена и определената прогнозна, като дружествата следва да са активни участници на пазара на електрическа енергия. Разпоредбите на чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал.10 от НРЦТЕ също не предвиждат възможност за компенсиране на разлики от продажба на електрическа енергия.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД			
	Предложение	Корекция	Изменение, %
Справка № 4 „ТИП в производството“, цена на въглища, лв./t	357,57	266,01	-25,61
Справка № 5 „ТИП в преноса“, технологични разходи по преноса на топлинна енергия, %	41,09%	35,00%	-6,09
Справка № 5 - Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	93 860	103 566	+10,34

След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	460,45

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	282,75
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	93,34
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	80,80

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 90 097 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 87 510 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 785 хил. лв. и променливи – 63 725 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 30 681 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 7,68%;
- Количество електрическа енергия – 141 533 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 135 406 MWh;
 - от нискоефективно производство – 6 127 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 103 566 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 144 313 MWh.

13. „АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-24-5 от 28.03.2024 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода в размер на 68,69 лв./MWh, без ДДС.

С писмо с вх. № Е-14-24-5 от 17.04.2024 г. дружеството е представило допълнителна информация към заявлението, а именно: годишен индивидуален финансов отчет; доклад за дейността на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за 2023 г.; одиторски доклад за заверка на годишния индивидуален финансов отчет съгласно Закона за независимия финансов одит; копие на публикация с предложената за утвърждаване цена на топлинната енергия; попълнени справки относно прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ.

„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е представило следната обосновка:

Прогнозата на разходите за производство и пренос на топлинна енергия за прогнозния период е разработена на база отчетни данни за 2023 г.

Разходите са разчетени съгласно Методиката за определяне на цената на топлинната енергия, произведена в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД. В основата на определяне на разходите за топлинна енергия в производството е залегнал принципът на недопроизводството на електрическа енергия, която не е произведена, за сметка на отнета пара за производството на топлинна енергия в бойлерните установки на блокове 5 и 6 чрез т. н. коефициент на редукция. Този дял на разходите участва в ценообразуването като разходи за производство на топлинна енергия. Към тези разходи за производство се прибавят и разходите по преноса на цех „Топлоснабдяване“ (ТС). Към разходите за пренос са прибавени административни разходи, разпределени пропорционално на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности - електропроизводство и производство и пренос на топлоенергия.

Разходите за производство на топлинна енергия са в размер на 370 хил. лв. и съставляват около 6% от общите разходи за производство и пренос на топлинна енергия.

Разходите за пренос по същество представляват разходите на цех ТС. Прогнозата е на стойност 5 737 хил. лв., като е запазено равнището на отчетените разходи за 2023 г.

- Разходи за амортизации са разчетени на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и са записани в баланса на дружеството към 31.12.2023 г. Във връзка с безвъзмездно предоставени сгради и съоръжения на „АЕЦ Козлодуй – Нови мощности“ ЕАД, активите са намалени спрямо отчета с 68 хил. лв.

- Ремонтни разходи. Завишението с 1 хил. лв. е в следствие на различен обем на ремонтните дейности, предвидени за изпълнение през новия регулаторен период.

Другите разходи се формират от разпределени разходи на база коефициент, от балансовата стойност на активите на обектите (ТС), спрямо стойността на всички активи на дружеството, отнесен към общите разходи.

В съответствие с чл. 37 от ЗЕ, спазвайки Закона за счетоводството, Международните стандарти за финансово отчитане, Счетоводната политика на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и ЕССО, приета от Комисията, в дружеството е организирана отделна отчетност. Всички разходи за производство на топлоенергия се отнасят в счетоводна сметка 611/21 – „Разходи за производство на топлоенергия“, а разходите за пренос чрез счетоводна сметка 611/2 – „Разходи за пренос на топлоенергия“ и включват натрупаните разходи на цех ТС, ангажирани с тази дейност.

Преките счетоводни разходи за производство и пренос на топлинна енергия, отчетени за 2023 г., са за материали, външни услуги, амортизации, заплати, осигуровки и други разходи. За целите на ценообразуването, тези разходи са намалени с 416 хил. лв.

На основание чл. 21 от НРЦТЕ от разходите за пренос на топлинна енергия са приспаднати приходите от присъединяване на клиенти към мрежата и от услуги по директно възлагане от клиенти на стойност 38 хил. лв.

Разпределени разходи - в отчета за 2023 г. относно пренос на топлинна енергия са разпределени разходи на обща стойност 1 842 хил. лв., както следва:

Социалните разходи са разпределени по звена, на база списъчен състав, зает в основните производствени и административни звена. За 2023 г., персоналът зает в цех ТС за първо полугодие е 66 души и коефициентите на разпределение 0,0241 (разчетен на база численост на персонала 2 735 бр.) и за второ полугодие е 66 души – с коефициент 0,0272 (разчетен на база численост на персонала 2 430 бр.).

Разпределените социални разходи за Топлоснабдяване за 2023 г. са на стойност 1 305 хил. лв.

В перо „Други разходи“, освен преките разходи, се отнасят още разпределени разходи на общопроизводствени звена, разпределени чрез коефициенти, отчитащи относителния дял на съответния критерий (численост на персонала, балансова стойност на дълготрайните активи).

Общо производствените разходи се разпределят на база на коефициент, формиран от балансовата стойност на активите на обектите (ТС), спрямо стойността на всички активи за всички обекти. Коефициентите се определят на шестмесечие и за 2023 г. са:

- от януари до юни – обща балансова стойност на активите на обектите е 1 783 377 хил. лв. на ТС – 9 224 хил. лв. Общо производствените разходи през разглеждания период са на стойност – 49 830 хил. лв. и коефициент на разпределение 0,0052. Общо производствените разходи, отнесени в разходите на ТС са на стойност 259 хил. лв.

- от юли до декември – обща балансова стойност на активите на обектите е 1 728 149 хил. лв., на ТС – 8 876 хил. лв. и коефициент на разпределение 0,0051. Общо производствените разходи за периода са на стойност 54 335 хил. лв. Общо производствените разходи, отнесени в разходите на ТС са на стойност 277 хил. лв.

Административните разходи се разпределят между електрическата и топлинната енергия на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности -

електропроизводство и производство и пренос на топлинна енергия и за 2023 г. са в размер на 449 хил. лв. За целите на ценообразуването спазвайки т. 19 от Указания-НВ, разходите са намалени с 293 хил. лв., които по същество представляват разходи, които не са свързани със съответната регулаторна дейност.

Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са на стойност 6 107 хил. лв. Възвръщаемостта на капитала е в размер на 55 хил. лв.

Необходимите годишни приходи за производство и пренос на топлинна енергия са на стойност 6 162 хил. лв.

Регулаторната база на активите към 31.12.2023 г. е в размер на 9 742 хил. лв. и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2023 г. пряко свързани с дейността по лицензията на стойност 10 812 хил. лв., намалени с натрупаната амортизация за периода на използване на активите в размер на 1 597 хил. лв. и увеличена с необходимия оборотен капитал 527 хил. лв. За целите на ценообразуването оборотният капитал е разчетен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходи за амортизации, в съответствие с т. 32.5 от Указанията.

Нормата на възвръщаемост е изчислена в размер на 0,56%, съгласно Указания-НВ. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е 0,5% и е равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период. Дял на привлечения капитал – 0%. Към 31.12.2023 г. “АЕЦ Козлодуй” ЕАД няма задължения по сключени договори за заем. Данъчната ставка е в размер на 10%, съгласно ЗКПО.

В справка № 4 са обобщени основните натурални показатели при производството и реализацията на топлинна енергия за новия регулаторен период. Прогнозното производство възлиза на 180 295 MWh, а размерът на собствените нужди – 69 267 MWh (38,42% от производството). С оглед същественото влияние върху отчетните и прогнозни данни, което оказват климатичните фактори, резултатните данни за потребление и съответно производство може да се отклоняват значително от плана. Предвид поредицата топли зими, актуализираните прогнозни данни за настоящия регулаторен период са с отчитане на прогнозите за климатични промени в световен мащаб. Прогнозният ръст в производството спрямо отчета за базовата 2023 г. е вследствие очаквано нарастване на броя и потреблението на битови и небитови клиенти в града и на площадката, с отчитане на намаляването на технологичните загуби от пренос вследствие реновиране на изолационната обвивка на трасетата. Предстои въвеждане в експлоатация на офис и жилищни сгради, присъединяване на стопански обекти на площадката, основно на ДП РАО – подвързване на Хранилище за нерадиоактивни отпадъци (площадка „Радиана“), сграда „Заводски строежи“ на площадката, нови стопански потребители – обекти на други юридически лица, пускане в експлоатация на обекти за столово хранене, както и по-дълъг отоплителен сезон, наблюдаващ се през последните години.

В Справка № 5 е представена информация за прогнозните продажби на топлинна енергия за новия регулаторен период, както и сравнение с отчетните данни за 2023 г. и с прогнозите за текущия регулаторен период. Сумарното прогнозно количество реализирана топлоенергия в периода юли 2024 – юни 2025 г. се базира на прогноза за ръст в потреблението спрямо отчета за базовата 2023 г., с отчитане на данните за петгодишен период назад, като се предвижда ръст в броя и потреблението на битови и небитови клиенти в града (предстои въвеждане в експлоатация на жилищни и офис сгради), в консумацията на площадката на стопански обекти, основно на ДП РАО – подвързване на Хранилище за нерадиоактивни отпадъци (площадка Радиана), подвързване на сграда “Заводски строежи” на площадката, стопански обекти на други юридически лица, пускане в експлоатация на обекти за столово хранене, както и по-дълъг отоплителен сезон.

Образуване на цената:

Предвид анализа на ценообразуващите елементи в заявлението за „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД следва да се утвърди цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, образувана при прилагане на индивидуалната методика, съгласно чл. 14, ал. 4 от НРЦТЕ.

Не са извършвани корекции на предложените от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД ценообразуващи елементи за следващия ценови период.

Въз основа на гореизложеното е определена следната цена на енергия:

„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	68,69

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи 6 162 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 6 107 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 038 хил. лв. и променливи –70 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 9 742 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 0,56%;
- Количества топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 85 225 MWh.

14. „КОГРИЙН“ ООД - гр. Първомай

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-68-2 от 16.04.2024 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация.

Дружеството е предложило за утвърждаване от Комисията, считано от 01.07.2024 г. следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 340,36 лв./MWh без ДДС;
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 117,72 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Когрийн“ ООД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	424,26	424,26	340,36	-19,77
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	140,97	140,97	117,72	-16,49

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ –620 лв./ knm^3 , (без акциз и ДДС).

С писмо с изх. № Е-14-68-2 от 18.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация към заявлението, както следва: отчетна информация за периода 01.01.2023 г. – 31.12.2023 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване; отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване; отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; попълнена справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2022 г. и за 2023 г.; изискано е цените на горивата да бъдат изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените, като за ценовия период (12-месечен период) информацията да бъде изготвена, като отчет за периода 01.07.2023 г. – 31.03.2024 г. и прогноза за периода 01.04.2024 г. – 30.06.2024 г.; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; копия на действащи договори за доставка на природен газ, заедно с приложенията към тях; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ; неуповителен вариант на заявлението и на приложенията към него.

С писмо с вх. № Е-14-68-2 от 09.05.2024 г. дружеството е предоставило допълнителна информация, както следва: отчетна информация за периода 01.01.2023 г. – 31.12.2023 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване; справка за цените на горивата, изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените. Допълнително са представени: годишен финансов отчет за 2023 г. (без приложение), придружен със справка на нетекущите (дълготрайни) активи към 31.12.2023 г.; справка за корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ за 2023/2024 г.; справка за норма на възвръщаемост на собствения капитал.

Дружеството не е предоставило информация, изискана с писмо с изх. № Е-14-68-2 от 18.04.2024 г. на КЕВР, а именно: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване; отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; попълнена справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2022 г. и за 2023 г.; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; копия на действащи договори за доставка на природен газ, заедно с приложенията към договорите; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ, неуповителен вариант на заявлението и на приложенията към него.

„Когрийн“ ООД е представило следната обосновка:

Производствената програма на когенерационната инсталация е подчинена на програмата на оранжерийните предприятия на площадката.

„Когрийн“ ООД планира през новия ценови период:

- Производство на електрическа енергия – 32 836 MWh;
- Електрическа енергия за собствени нужди – 3 508 MWh;
- Електрическа енергия за продажба – 29 228 MWh;
- Отпуснатата топлинна енергия – 34 800 MWh;
- Топлинна енергия за продажба – 34 300 MWh.

Инвестиционна и ремонтна програма – дружеството не предвижда значителни инвестиционни разходи. В ремонтната програма се планира текущо поддържане и основен ремонт на когенерационната мощност, съгласно експлоатационните инструкции на доставчика, в зависимост от натрупаните работни часове на инсталацията. Основните ремонтни операции ще се извършват от специализирана фирма на доставчика на основното оборудване, при спазване на изискванията за извършване на абонаментно поддържане.

Условно-постоянни разходи – дружеството е посочило в представената обяснителна записка, че отчетната стойност на дълготрайните материални активи към 31.12.2022 г. е 12 147 хил. лв., в съответствие с инвентарната книга на активите. „Когрийн“ ООД посочва същия мотив, който е бил посочен и в обосновката за предходните два ценови период, че в справките на дружеството за цени, подавани към КЕВР, е допусната техническа грешка, като е посочена стойността само на единия когенератор, като в ценовите справки за новия ценови период техническата грешка е отстранена. От представената Справка на дълготрайните активи се установява, че отчетната стойност на дълготрайните активи на дружеството към 31.12.2023 г. е 10 699 хил. лв.

Дружеството посочва, че прилага линеен метод на амортизация и разходите за амортизации са изчислени с годишната амортизационна норма за 15 г.

Размерът на оборотния капитал е изчислен в съответствие на Указания-НВ.

Разходите за материали отразяват стойността на очакваните разходи за материали, като масло за доливане и смяна, етилен гликол, леватит и др. химикали за омекотителната инсталация и др.

Разходите за външни услуги включват: задължителните застраховки на оборудване и работна сила, абонаментно поддържане на прибори и инсталации, разходи за охрана и други услуги.

Разходите за ремонт се формират основно от договора за сервизно и текущо поддържане на агрегатите от специализирана фирма за ремонт на когенератори от този тип.

Разходите за заплати и осигуровки съответстват на одобрения щат на дружеството.

В „Други разходи“ са отнесени обичайни разходи за функциониране на предприятието.

Променливи разходи – над 80% от променливите разходи са разходите за гориво. Разходите за гориво дружеството е оценило при цена на природния газ от 620,00 лв./knp³, като са отчетени: разходните норми при номинални режими на работа по инструкции на завода-производител и минимални толеранси, работа на агрегатите при намален товар, често спиране и пускане при ниски товари на оранжерийните комплекси, температурните условия.

Възвръщаемост на капитала – нормата на възвръщаемост на капитала е оценена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 7% и среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал 7,51%, съгласно кредитните договори.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6,66 MW.

Образуване на цените:

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

Разходната позиция, добавена от дружеството в Справка № 1 „Разходи“, с наименование „Надвезет/Недовзет приход от природен газ“, формираща условно-постоянните разходи не се признава като ценообразуващ елемент.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция: прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,47 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа: $1,10 + 6,46 = 7,56$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 73,03 лв./MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Когрийн“ ООД за следващия ценови период са следните:

„Когрийн“ ООД			
1. Справка № 1 – „Разходи“	Предложение	Корекция	Изменение %
Надвезет/недовзет приход от природен газ, хил. лв.	-62	0	100
2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:			
Цена на природен газ, лв./kpm ³	1 159	770	-33,56

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Когрийн“ ООД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	354,32
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	176,62
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	125,54

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 15 035 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 14 308 хил. лв., от които условно-постоянни – 7062 хил. лв. и променливи – 7246 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 13 593 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,34%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 30 280 MWh;

- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh.

15. „ОРАНЖЕРИИ ГИМЕЛ“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-81-1 от 01.04.2024 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис.

„Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия – 383,83 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	454,24	454,24	383,83	-15,50

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 750 лв./кнм³, в т. ч.: цена за пренос – 7,97 лв./кнм³, цена за капацитет – 89,60 лв./кнм³, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/кнм³.

В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-81-1 от 04.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна **справка в изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ за предходните три календарни години.**

Предвид горното, с писмо с вх. № Е-14-81-1 от 09.04.2024 г. дружеството е заявило, че „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „200 дка“ не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

„Оранжерии Гимел“ АД по отношение на ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ е представило следната **обосновка:**

1. **Производствена програма** – работата на КГ1 и КГ2 през новия ценови период е съобразена с прогнозните нужди от топлинна енергия в Оранжериен комплекс „200 дка“. Производствената програма е както следва: прогнозни количества електрическа енергия-бруто (21 213 MWh), електрическа енергия за собствено потребление (1 043 MWh) и нетна електрическа енергия (20 160 MWh).

2. **Регулаторна база на активите** – за целите на изчисляване на РБА, стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2023 г., в размер на 8 399 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2023 г.

3. **Амортизационна програма** – при изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години, като единствено съществуващият газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ „200 дка“, е с прогнозна амортизационна норма от 4%.

4. **Ремонтна програма** – разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателите съгласно сключени договори с фирма Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия, за ремонт, превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 616 GS от 0 до 59 999 мото-часа на двигателя. Посочва се, че в цената на поддръжката са включени: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 часа, текуща поддръжка (извън гаранцията), в т. ч.: разходи за труд, разходи за пътуване, разходи за части и материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2 000 часа и 6 000 часа, оригинални глави на цилиндъра и свещи, междинен ремонт на 30 000 часа, мониторинг на първите 2 000 часа, наблюдение от разстояние, обучение на персонала. В цената на поддръжката не се включват: смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото, поддръжка и смяна на свещи, други консумативи, провеждане на инспекции.

5. **Променливите разходи** са както следва: цена на природния газ – 750,00 лв./ km^3 , разходи за консумативи – 100 хил. лв., разход за електрическа енергия – 50 хил. лв., разходи за акциз на природен газ – 123 хил. лв. и разходи за външни услуги – 45 хил. лв.

6. **Условно-постоянните разходи** са планирани при работа на двата когенератора и са следните: разходи за амортизации (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на съществуващ газопровод, който се амортизира с $\text{АН} = 4\%$) – 784 хил. лв., разходи за ремонт – 855 хил. лв., разходи за заплати (при средно-списъчен брой на персонала – 14 души) – 480 хил. лв., разходи за социални осигуровки – 100 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 2 132 хил. лв.

7. **Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала** – при определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на т. 34.1 от Раздел III от Указания-НВ, съгласно която дружества с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчислят среднопретеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство. При собствен капитал в размер на 3 238 хил. лв. и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7%, както и привлечен капитал в размер на 2 956 хил. лв. при среднопретеглена норма на привлечения капитал в размер на 4,45%, дружеството е изчислило норма на възвръщаемост на капитала в размер на 6,19%.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 4,87 MW.

Образуване на цената:

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

Разходната позиция, добавена от дружеството в Справка № 1 „Разходи“, с наименование „Надвезет приход от природен газ“, формираща условно-постоянните разходи, не се признава като ценообразуващ елемент.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е увеличена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови

период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,45 лв./MWh;
3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $1,01 + 5,41 = 6,42$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 71,87 лв./MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ за следващия ценови период са следните:

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“			
1. Справка № 1 – „Разходи“:	Предложение	Корекция	Изменение %
Надвзет приход от природен газ, хил. лв.	-376	0	100
2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:			
Природен газ, лв./kmm ³	750	781,71	+4,23

След извършените по-горе корекции са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	382,21
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	204,51

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 9536 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 8 953 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 351 хил. лв. и променливи – 4602 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 9420 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,19%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 160 MWh.

16. „ОРАНЖЕРИИ ГИМЕЛ“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2024 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис.

„Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия – 384,43 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	380,15	380,15	384,43	+1,12

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена със среднопотеглена прогнозна цена на природния газ – 750,00 лв./kNm³, в т. ч.: цена за пренос – 7,97 лв./kNm³, цена за капацитет – 89,60 лв./kNm³, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/kNm³.

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-70-1 от 04.04.2024 г., от дружеството е изискана допълнителна справка в изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ за предходните три календарни години.

Предвид горното, с писмо с вх. № Е-14-70-1 от 09.04.2024 г. дружеството е заявило, че „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „500 дка“ не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

„Оранжерии Гимел“ АД по отношение на ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ е представило следната обосновка:

1. **Производствена програма:** Производствената програма на ко-генерационна ТЕЦ 500 дка с два газобутални двигателя Jenbacher JMS 620 GS - NL и Jenbacher JMS 320 GS-NL /КГ1 - етап I и КГ2 - етап II/ е разработена при следните изходни параметри:

- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ1 3,044 MW
- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ1 - 3,035 MW
- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ2 0,900 MW
- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ2 - 0,972 MW, като

натовареността на двата двигателя в централата през новия ценови период е прогнозирана на база предвижданата производствена програма на дружеството и климатичните условия в района.

2. **Регулаторна база на активите** – за целите на изчисляване на РБА, стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2023 г., в размер на 6 457 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2023 г.

3. **Амортизационна програма** – при изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години. При изчисляване на регулаторната база на активите за стойност на активите е взета отчетната стойност на активите на ТЕЦ Оранжерия „500 дка“, като единствено съществуващият газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ 500 дка, е с прогнозна амортизационна норма от 4%.

4. **Ремонтна програма** – разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя съгласно сключени договори с фирма Hubauer Anlagenbau

GmbH, Австрия за ремонт, превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 620 от 0 до 59 999 моточаса на двигателя.

В цената на поддръжката влиза: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 часа; текуща поддръжка (извън гаранцията), в т.ч.: разходи за труд; разходи за пътуване; разходи за части и материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2000 и 6000 часа; оригинални глави на цилиндъра и свещи; междинен ремонт на 30 000 часа; мониторинг на първите 2 000 часа; наблюдение от разстояние; обучение на персонала.

В цената на поддръжката не влиза: смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото; поддръжка и смяна на свещи; др. консумативи; провеждане на инспекции.

5. Променливи разходи - променливите разходи за работа на ТЕЦ Оранжерия 500 дка през този ценови период, са изчислени при начална дата на периода - 01/07/2024г. и прогнозна обща цена за 1000 knm^3 природен газ 750,00 лв./ knm^3 (без ДДС), в т.ч.: цена на природен газ в размер на 652,23 лв./ knm^3 (без ДДС); цена за пренос в размер на 7,97 лв./ knm^3 (без ДДС) и цена за капацитет в размер на 89,60 лв./ knm^3 (без ДДС).

Спецификата на оранжерийната дейност и зависимостта на топлинните товари изцяло от климатичните условия, изисква ежедневно прогнозиране на необходимите количества природен газ, както и ежедневна корекция и заявка на необходимите капацитети.

Също така, заявките за капацитет на консумацията на ко-генерационната инсталация не могат да бъдат отделени от заявките за капацитет на допълващите мощности - котлите. Поради това цената на природния газ на дружеството е обща и зависи от дневните прогнози за времето и необходимите количества газ.

Предвидените разходи са следните: разход за консумативи в размер на 65 хил. лв.; разход за вода в размер на 5 хил. лв.; разход за електроенергия в размер на 75 хил. лв.; разходи за външни услуги в размер на 29 хил. лв. и разходи за акциз на природен газ в размер на 97 хил. лв.

6. Условно-постоянни разходи – през следващия ценови период от дейността на когенерационната инсталация са заложили следните прогнозни условно - постоянни разходи при работа на ко-генератора: разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на стар газопровод, който се амортизира с $\text{АН}=4\%$) 571 хил. лв.; разходи за ремонт в размер на 820 хил. лв.; разходи за заплати в размер на 550 хил. лв.; разходи за социални осигуровки в размер на 120 хил. лв.; разходи, пряко свързани с регулираната дейност в размер на 1 122 хил. лв. и разходи за природен газ в размер на 3 241 хил. лв.

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала

При определяне на капиталовата структура дружеството се позовава на т. 34.1. от Раздел III „Норма на възвръщаемост на капитала” от Указания-НВ, според която дружества, с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчислят среднопретеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство.

Дружеството посочва, че при така зададените изходни параметри, съгласно Справка № 3 Нормата на възвръщаемост към 31.12.2023 г. е в размер на 6,47%.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 4,87 MW.

Образуване на цената:

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

Разходната позиция, добавена от дружеството в Справка № 1 „Разходи“, с наименование „Надвзет приход от природен газ“, формираща условно-постоянните разходи не се признава като ценообразуващ елемент.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е увеличена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,57 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $1,01 + 5,42 = 6,44$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 72,01 лв./MWh.

3. Норма на възвръщаемост на капитала.

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е 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.

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:

$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС)$, където:

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

$D_{СК}$ – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

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

$ДС$ – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$D_{ПК}$ – 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.

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:

$$НВ_{ск} = НВб + \beta L * (НВп - НВб),$$

където:

НВб е безрискова норма на възвръщаемост;

НВп – пазарна рискова премия;

βL – лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

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 степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business²¹, 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.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисково пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 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%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baа1 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.

²¹ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Във връзка с гореизложеното и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов β коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	39%
3	Дял на собствения капитал	61%
4	Лостов β коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ($p.7=p.5+p.6$)	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ($p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$)	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ($p.10=p.6+p.8$)	6,32%
11	НВ ($p.11= (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)$)	6,31%

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,31%.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ за следващия ценови период са следните:

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“			
1. Справка № 1 – „Разходи“:	Предложение	Корекция	Изменение %
Надвзет приход от природен газ, хил. лв.	-284	0	100
2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:			
Природен газ, лв./kmm ³	750	783,34	+4,44

След извършените по-горе корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	383,36
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	205,66

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 7246 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 6839 хил. лв., от които условно-постоянни – 3183 хил. лв. и променливи – 3656 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 6457 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,31%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 199 MWh.

17. „ОРАНЖЕРИИ ГИМЕЛ II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-73-1 от 01.04.2024 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия – 446,40 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопредетеглена прогнозна цена на природния газ – 800,00 лв./kNm³, в т. ч.:

- цена за пренос – 8,00 лв./kNm³;
- цена за капацитет – 89,60 лв./kNm³, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/kNm³.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	424,93	424,93	446,40	+5,05

Цената на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 800 лв./kNm³ (без ДДС и акциз).

С писмо с изх. № Е-14-73-1 от 04.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна справка в изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ за предходните три календарни години.

Предвид горното, с писмо с вх. № Е-14-73-1 от 09.04.2024 г. дружеството е заявило, че „Оранжерии Гимел II“ ЕООД не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД е представило обосновка, както следва:

1. Производствената програма е разработена при параметрите на инсталацията с инсталирана електрическа мощност 3,044 MW и топлинна мощност 3,035 MW.

Представена е производствена програма за новия регулаторен период с прогнозни количества електрическа енергия - бруто (7 529,68 MWh), собствено потребление (382,08 MWh) и нетна електрическа енергия (7 147 MWh).

2. Инвестиционна програма – отчетната стойност на активите, участващи в регулаторната база на активите, е в размер на 6 704 хил. лв., в т. ч.: 239 хил. лв. – сгради; 507 хил. лв. – представляващи 1/3 от стойността на земята на оранжерийният комплекс, върху която са изградени сгради, съоръжения, инсталации и площадкови мрежи и др.; 5 958 хил. лв., съоръжения, машини и оборудване, в т. ч. част от съществуващи газопроводи, собственост на дружеството.

Включените към дълготрайните материални активи на ко-генерационната инсталация част от съществуващи газопроводи счетоводно са напълно амортизирани през м. април 2016 г. и са заведени като задбалансови активи. Разходи за амортизация за новия ценови период на тези активи не са предвидени.

При изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години.

3. Ремонтна програма – разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя и съгласно условията на договор за поддръжка –

превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 620 GS N,L. от 0 до 59 999 моточаса на двигателя, а именно: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 часа; текуща поддръжка (извън гаранцията), в т.ч.: разходи за труд и разходи за пътуване; разходи за материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2 000 и 6 000 часа; оригинални глави на цилиндъра и свещи; междинен ремонт на 30 000 часа; мониторинг на първите 2 000 часа; наблюдение от разстояние; обучение на персонала.

4. Променливи разходи за работа на ко-генерационната инсталация са изчислени при следните изходни параметри: начална дата на работа на когенератора – 01/07/2024 - цена за природен газ – 800 лв./kNm³

Променливите разходи за първата прогнозна година, са както следва:

- разход на природен газ – 1 616 хил. лв.;
- разход за закупена енергия – 50 хил. лв.;
- разход за консумативи – 45 хил. лв.;
- разход за външни услуги – 80 хил. лв.;
- разходи за акциз на природен газ – 46 хил. лв.

5. Условно-постоянни разходи – разходи за амортизация – 413 хил. лв.; разходи за ремонт – 548 хил. лв.; разходи за заплати – 540 хил. лв.; разходи за социални осигуровки – 95 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 426 хил. лв.

6. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала – при определяне на капиталовата структура дружеството е приложило т. 34.1. от Указания-НВ. Посочва се, че през м. май 2014 г. дружеството е рефинансирало всички свои кредитни експозиции към „Първа инвестиционна банка“ АД /„МКБ Юнионбанк“ АД/ от „Уникредит Булбанк“ АД, ведно с извършените до момента самоучастия по проекта под формата на инвестиционен кредит. На 27.09.2018 г. е подписан последният Анекс № 14. В резултат структурата за финансиране на ко-генерационната инсталация на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД - ТЕЦ „Оранжерия Левски“ е както следва: договор за инвестиционен кредит №387/09.05.2014 г. на обща стойност 6 649,822 хил. лв., от които 6 138 хил. лв. рефинансиране на инвестиционни плащания по ТЕЦ „Оранжерия Левски“ и собствен капитал в проекта - 2 млн. лева.

При така зададените изходни параметри, съгласно Справка №3 **нормата на възвръщаемост е 5,53%**.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,044 MW.

Образуване на цената:

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

Разходната позиция, добавена от дружеството в Справка № 1 „Разходи“, с наименование „Надвзети приходи от разлики в цената на природен газ“, формираща условно-постоянните разходи не се признава като ценообразуващ елемент.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

- 2.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;
- 2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,47 лв./MWh;
- 2.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $1,10 + 3,98 = 5,08$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 71,55 лв./MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Гимел П“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Оранжерии Гимел П“ ЕООД			
1. Справка № 1 – „Разходи“:	Предложение	Корекция	Изменение %
Надвзет приход от природен газ, хил. лв.	-143	0	100
2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:			
Природен газ, лв./knp ³	800	765,40	-4,33

След извършените по-горе корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжерии Гимел П“ ЕООД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	447,16
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	269,46

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 4152 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 3932 хил. лв., от които условно-постоянни – 2165 хил. лв. и променливи – 1767 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 3985 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,53%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7147 MWh.

18. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-76-1 от 02.04.2024 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия в размер на 432,63 лв./MWh без ДДС. В тази връзка в таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Инертстрой-Калето“ АД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %

	без ДДС			
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	384,89	384,89	432,63	+12,40

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-76-1 от 04.04.2024 г. от дружеството е изискана информация и документи, както следва: попълнен образец на заявление за утвърждаване на цени; отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; заверени копия на всички сключени договори за доставка на природен газ за периода 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя (декларация по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ); неповерителен вариант на заявлението с вх. № Е-14-76-1 от 02.04.2024 г. и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

Изисканата информация не е предоставена от дружеството към датата на изготвяне на Доклада.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,358 MW.

Образуване на цената:

В справка № 4 „ТИП в производството“ прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,15 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 66,15 лв./MWh.

„Инертстрой-Калето“ АД е представило становище с вх. № Е-14-76-2 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

„Инертстрой-Калето“ АД счита, че по отношение на дружеството е налице дискриминационен подход. В тази връзка се позовава на чл. 23, т. 5 от ЗЕ, съгласно който Комисията при изпълнение на регулаторните си правомощия трябва да спазва принципа за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и видове клиенти. „Инертстрой-Калето“ АД посочва, че изпълнявайки това свое законово

задължение и в съответствие с принципа по чл. 8, ал. 2 от АПК, че в пределите на оперативна самостоятелност при еднакви условия, сходните случаи се третират еднакво, КЕВР следва да прилага към всички дружества общ подход при определяне на цените на електрическа и топлинна енергия. В чл. 31 от ЗЕ се изисква цените да са недискриминационни, основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин, да осигуряват икономически обосновани норми на възвръщаемост на капитала и да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им.

Според дружеството отново има неточности в Доклада, като вече четвърти сезон то работи с ко-генератор със заложената мощност от 3,358 MW, а в Доклада е записана старата машина с мощност от 2,027 MW. Напомня, че миналата година е допусната същата грешка. На следващо място, дружеството посочва, че във всички писма, които изпраща до КЕВР, е записан адрес за кореспонденция и той не е променян никога, но въпреки това дружеството е получило писмо с изх. № Е-14-76-1 от 04.04.2024 г. на КЕВР в края на месец май и в указания срок е изпратило всички изискани документи. Дружеството посочва, че тези неточности са от огромно значение, като ако при изготвянето на Доклада е работено с данни от преди четири години е ясно защо има проблеми с определената цена за електрическа енергия. Изпращането на писмо на неточния адрес за кореспонденция и неполучаването от КЕВР на изисканите документи води до грешни констатации в Доклада.

В подкрепа на възражението за приложен дискриминационен подход излага следните аргументи:

1. Възражава срещу определената прогнозна цена за природен газ от 66,15 лв. за MWh или 713 лв. за 1000 м³. Аргументира се, че на всички други дружества са признати разходите за пренос на газ в размер на 5-7 лв. за MWh, а на тях не са признати. Освен това счита, че определената им цена от 66,15 лв. за MWh не е точна, защото основният разход на газ ще е Q4 на 2024 г. и Q1 на 2025 г. В тази връзка посочва, че от направения анализ за предполагаемото движение на цените на газа се вижда, че с оглед на периодите, в които ще работи когенерацията средната цена ще бъде около 68,00 лв. за MWh. На следващо място, „Инертстрой-Калето“ АД изтъква като съществен проблем, че не е отчетен фактът че ко-генерация работи само с компресиран газ и във всички ценови периоди до сега са предоставяли договор за доставка на компресиран газ и в момента цената е 225 лв. за 1000 м³. В тази връзка към цената за газ от 68,00 лв./MWh за периода следва се прибавят и 6,00 лв./MWh други разходи, в резултат от което един MWh газ струва преди компресирането 74,00 лв./MWh или 800,00 лв. за 1000 м³, а след прибавяне на цената на компресирането, то 1000 м³ ще струват 1 025,00 лв. Дружеството е съгласно със становището на КЕВР, че цената на газа може би няма да е 1550,00 лв., но те не са разполагали с информацията, с която разполага Комисията и отбелязват, че това е прогноза.

2. Дружеството изразява становище, че в следствие на дискриминационен подход не е изследван процесът на формиране на печалбата, а само е отчетен фактът, че предприятието е на печалба. В предходни писма са уведомявали комисията, че имат и други дейности, които формират добър положителен резултат за предприятието, но загубите от ко-генерацията го влошават. Заявяват, че дружеството извършва три основни дейности: Ко-генерация, ВЕЦ „Калето“ и строителство, като приходите от ВЕЦ „Калето“ покриват загубите на ко-генерацията.

3. Дружеството отбелязва, че преглеждайки премиите, които са определени на другите производители на електрическа енергия с оранжерии, прави впечатление, че само „Инертстрой Калето“ АД и ЧЗП „Румяна Величкова“ са с цена, която директно ги вкарва в загуба.

4. Дружеството заявява, че в чл. 2, ал. 6 от ЗЕ и във всички други нормативни актове, никъде не се прави разлика между различните видове производители на

високоэффективно енергийно производство. При формиране на цените на електрическа енергията за ко-генерации, които отопляват оранжерии, важат също разпоредбите на чл. 31 от ЗЕ, които са цитирали по-горе. Посочва се, че с писмо с вх. № Е-14-76-1 от 04.06.2024 г. дружеството е приложило справка за приходите от продажба на топлинна енергия на ЕТ „Озирис - Цветан Йорданов“, като това е максимумът, който може да получи дружеството от оранжерията. Според него разликата съгласно закона, трябва да се получи от премията в цената на електрическата енергията. Същата справка е приложена.

5. На базата на прогнозните цени на природния газ, определени от КЕВР, дружеството прилага нов ценови модел за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Дружеството заявява, че от счетоводната справка е видно, че притесненията им от миналата година са били основателни. Отново имат недовзет приход за газ от над 2 260 000,00 лв. Колегите им от другите оранжерии ще получат премии от 190 -200 - 205 лв. за MWh електрическа енергия, без да ползват компресиран природен газ.

6. Дружеството настоява да се преразгледа определената цена за произведената електрическа енергия и след като се съобразят всички изложени по-горе аргументи, да бъде определена премия, която да дава възможност на предприятието да покрие всички разходи и да формира норма на възвръщаемост на капитала поне 10%.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

Възражението по отношение на инсталираната електрическа мощност от 3,358 MW се приема.

1. Възражението по отношение на определената прогнозна цена за природен газ не се приема.

Съгласно чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ разходите за основно гориво природен газ се остойностяват въз основа на: изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 1 и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа.

Комисията е определила прогнозните разходи за природен газ за предстоящия ценови период въз основа на действащи договори, сключени от обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД с различни доставчици, които осигуряват необходимите количества природен газ за вътрешния пазар, както и въз основа на прогнозни данни за потреблението на природен газ по месеци, в периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., в съответствие с т. 11 от общия подход.

При изчисляване на преференциалната цена на електрическата енергия, Комисията е взела предвид данните, предоставени от „Инертстрой-Калето“ АД в Приложение № 2.

Комисията не е извършвала корекции на заявените количества природен газ.

2. Възражението, че Комисията прилага дискриминационен подход при определяне на цените на различните дружества, е неоснователно. При изпълнение на регулаторните си правомощия Комисията се ръководи от принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти, както и спазва принципа за равенство, заложен в чл. 8, ал. 2 от АПК, според който в пределите на оперативната самостоятелност, при еднакви условия, сходните случаи се третират еднакво. Комисията изпълнява тези свои законови задължения като прилага към всички дружества от сектор „Топлоенергетика” общ подход при определяне и утвърждаване на цените на електрическата и топлинната енергия и общи принципни положения относно извършените допълнително корекции, но съобразно специфичните

особености на дружеството. В чл. 31 ЗЕ се изисква цените да са недискриминационни, основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин, да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността. Тези изисквания са изпълнени по отношение на „Инертстрой-Калето“ АД. Индивидуалната особеност на дружеството е свързана с използване на компресиран природен газ, но разпоредбите на НРЦТЕ и НРЦЕЕ не регламентират възможност за определяне на разходите за природен газ на базата на такива условия на доставка на природен газ. Видно от съдържанието на разпоредбите на чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ, същите визират единствено случаите, при които природният газ се доставя или от обществения доставчик на природен газ „Булгаргаз“ ЕАД, или от търговци на природен газ, но по газопреносната и газоразпределителната мрежа. Хипотеза на доставка на компресиран природен газ не е предвидена в НРЦЕЕ и НРЦТЕ. Още повече, доколкото цените по договорите за доставка на компресиран природен газ са по-високи и значително оскъпяват разходите за природен газ, спрямо останалите дружества, които нямат подобни разходи, то именно допускането при ценообразуване разходите за природен газ да се остойностяват на базата на цени по договори за доставка на компресиран природен газ ще наруши редица основни разпоредби на ЗЕ, а именно – основната цел на закона по чл. 2, ал. 1, т. 4 от ЗЕ за енергийни доставки при минимални разходи, основните принципи за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти по чл. 23, т. 5 от ЗЕ и за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите по чл. 23, т. 4 от ЗЕ, основния принцип на ценовото регулиране по чл. 31, т. 1 от ЗЕ цените да са недискриминационни и редица други, сред които и основните цели и принципи за защита на интересите на клиентите на електрическа енергия.

Неоснователни са възраженията относно извършения икономически анализ на финансовото състояние на дружествата от сектор „Топлоенергетика“, доколкото същият се извършва на базата на годишните финансови отчети на дружествата.

Правилата за ценообразуване при високоефективно комбинирано производство са регламентирани в чл. 24 от НРЦЕЕ и от тях е видно, че разходите за производството винаги се разпределят между производството на електрическа и топлинна енергия и е неправомерно искането на „Инертстрой Калето“ АД да покрие всичките си необходими приходи само от приходите от електрическата енергия, без да взема предвид топлинната енергия, която се използва в оранжерията. Стойността на произвежданата топлинна енергия следва да се включи в себестойността на произвежданата селскостопанска продукция и по този начин дружеството да възстановява разходите си за производството на топлинната енергия.

3. Сравненията с цените на другите производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са неоснователни, доколкото общият подход намира индивидуално проявление с оглед конкретните специфики на всяко предприятие, същият отразява ръководни начала, които съотнесени към спецификите на всяко отделно дружество в сектора обосновават и различен краен резултат.

4. „Инертстрой-Калето“ АД не е предоставило в електронен вид нов ценови модел за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

5. Възражението по отношение на нормата на възвръщаемост на капитала, направено на проведеното открито заседание, не се приема.

Комисията не е извършвала корекция на норма на възвръщаемост на капитала.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Инертстрой-Калето“ АД за следващия ценови период са следните:

„Инертстрой-Калето“ АД			
1. Справка № 4 – „ТИП в производството“:	Предложение	След корекция	Изменение %
Природен газ – лв./kmm ³	1 550	713,91	-53,94

След извършените по-горе корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Инертстрой-Калето“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	261,49
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	83,79

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 7 118 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 6 847 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 785 хил. лв. и променливи – 4 062 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 5 192 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,42%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 900 MWh.

19. ЧЗП „Румяна Величкова“

Представено е заявление с вх. № Е-14-59-2 от 01.04.2024 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис. Със завлението се предлагат за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 299,18 лв./MWh без ДДС;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 89,93 лв./MWh без ДДС.

С писмо с вх. Е-14-59-2 от 17.04.2024 г. е направена корекция на предложената за утвърждаване цена на топлинна енергия с гореща вода от 89,93 лв./MWh. на 63,70 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от ЧЗП „Румяна Величкова“ цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	392,18	392,18	299,18	-23,71

Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	112,53	112,53	63,70	-43,39
--	--------	--------	-------	--------

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена и калоричност на природния газ (без акциз и ДДС) – 917,00 лв./k³, при долна работна калоричност 8 200 kcal/k³.

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-59-2 от 04.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна информация и документи, както следва: ценови модел (справки от № 1 до № 9) с прогнозната информация за новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., попълнен в съответствие с Указанията-НВ; ценовият модел на хартиен носител, подписан; отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите (Приложение № 4), като във файла с наименование „Prilozhenie-4-2024“ е изискано дружеството да попълни данните за 2022 г. и за 2023 г.; справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2022 г. (Приложение № 6), като във файл с наименование „Prilozhenie-6-2024“ е изискано дружеството да попълни данните за 2022 г.; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; заверени копия на договори/рамкови споразумения за покупко-продажба на електрическа енергия за 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях, в съответствие с изискванията на ЗЕ и ПТЕЕ; заверени копия на всички сключени договори за доставка на природен газ за периода 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях; неупорядъчен вариант на заявлението с вх. № Е-14-59-2 от 01.04.2024 г. и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя (декларация по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ).

С писмо с вх. № Е-14-59-2 от 17.04.2024 г. дружеството е представило изисканата информация. В допълнение, дружеството е заявило, че произведената топлинна енергия се ползва само за собствено потребление, а така също, че няма информация, която да се счита за защитена по закон, поради което не прилага неупорядъчен вариант на заявлението.

ЧЗП „Румяна Величкова“ е представило следната обосновка:

Производствената програма: дружеството посочва, че отчетът за планираните и изпълнени за 2023 година технико-икономически показатели и за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са представени в Приложение № 3. Производствената програма на когенератора е подчинена на програмата на оранжерията. През 2023 г., както и през предходната година, оранжерията е работила по схемата на януарско засаждане, с рекултивация, през летните месеци. Поради различни производствени и пазарни причини рекултивация през летните месеци е извършена частично, но оранжерията е отоплявана и комбинираната мощност е работила. През 2023 г. когенераторът е работил 2 520 часа, като е произведена 4232 MWh, от които нетна електрическа енергия 3 940 MWh и е опусната 4 175 MWh топлинна енергия. Работните часове и отпуснатата топлинна енергия, съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс в с. Трудовец.

Амортизационни отчисления: през 2022 г. са извършени текущи ремонти по когенерационната инсталация в съответствие с изработените часове на генератора и договора за експлоатационен сервиз с фирмата, която сервизно обслужва когенерационната инсталация. Дълготрайните материални активи на когенерационната мощност към 31.12.2023 г. възлизат на 1 471 хил. лв., като адекватно на стойността на ДМА, са калкулирани стойностите на амортизационните отчисления.

Разходите за труд: дружеството посочва, че се стреми да разходва минимално количество труд за експлоатацията на когенерационната си мощност, но през новия ценови период стойността на положения труд ще се увеличи.

Други разходи: другите разходи включват обичайните разходи за горива за автотранспорт, текущи материали, главно двигателно масло за доливане, смяна на антифриз, данъци, такси, застраховки, пощенски разходи, вода, електро енергия, химикали и външни услуги.

Променливите разходи: повечето от които покриват разходите за гориво, съответстват на постигнатото ниво на ефективност на инсталацията през предходни периоди и са значително по-ниски от други подобни инсталации.

През 2023 г. дружеството използва 100% от произведената от комбинирания модул топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,85 MW.

Образуване на цената:

В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,96 лв./MWh;

3. Пренос – 1,04 лв./MWh;

4. Достъп – 2,93 лв./MWh.

Крайна цена на природен газ – 69,93 лв./MWh.

ЧЗП „Румяна Иванова Величкова“ е представило писмо с вх. № Е-14-59-3 от 11.06.2024 г. относно Доклада, както следва:

Посочва, че във връзка с дискусиите на проведеното открито заседание на 11.06.2024 г. и съвет да назначи търговец на електрическа енергия на 24 часов режим, а КЕВР да не компенсира разходи за балансиране, предлага да се утвърдят към исканата цена за следващия ценови период 100 000 лева разходи за заплати и осигуровки.

В посочената преференциална цена дружеството предлага да се прибавят и присъдените, но неполучени компенсации за минали периоди.

ЧЗП „Румяна Иванова Величкова“ е посочило, че поради неточни прогнози на Комисията довели до липса на ликвидност на Фонд сигурност на електроенергийната система и съответно дружеството, очакваното производство до 01.07.2024 ще е с около 1500 MWh по-малко, което ще причини непокрити загуби в размер на 226 800 лв.

След преглед на постъпилото писмо от дружеството Комисията счита:

Предложението на дружеството по отношение на увеличение на разходи за заплати и осигуровки, добавяне на неполучени компенсации за минали периоди, както и компенсиране на непокрити загуби в размер на 226 800 лв. не се приема. Предложените от дружеството разходи са неаргументирани и икономически необосновани.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на ЧЗП „Румяна Величкова“ за следващия ценови период са следните:

ЧЗП „Румяна Величкова“			
1. Справка 4 – „ТИП в производството“:	Предложение	Корекция	Изменение %
Природен газ, лв./knm ³	917	749,03	-18,32

След извършените по-горе корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

ЧЗП „Румяна Величкова“	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	260,48
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	82,78
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	72,13

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 1 910 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 910 хил. лв., от които условно-постоянни – 634 хил. лв. и променливи – 1 276 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 3 449 хил. лв.;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 700 MWh.

20. „АЛТ КО“ ЕООД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-58-1 от 19.04.2024 г. за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. преференциална цена на електрическа енергия – 207,41 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Алт Ко“ ЕООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на	271,60	271,60	207,41	-23,63%

електрическата енергия			
------------------------	--	--	--

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 882,18 лв./kNm³, (без акциз и ДДС).

„Алт Ко“ ЕООД е представило следната обосновка:

В Справка № 1 – „Разходи за производство“ са отразени разходите за ремонт (210 хил. лв.), които са нараснали спрямо предходните периоди поради индексация на договора с „Филтър“ ООД. В същата справка, в графа „услуги за граждански договори“ е посочен разход от 49 хил. лв., дължащ се на изискването от страна на „Филтър“ ООД за ангажиране на високо квалифициран специалист с инженерно образование и компютърна грамотност от най-висок клас, който да извършва мониторинг и анализ на технологичните данни на ко-генерационната система.

Долната и горната работна калоричност на природния газ са изчислени като среднопретеглени, а цената на природния газ е съгласно Приложение № 2, също като среднопретеглена. Дружеството посочва, че са представени фактури за закупения природен газ за 2023 г. и месеците 01-04 на 2024 г. Дружеството не е участник в схемата на парниковите емисии, поради което количества емисии CO₂ не са отчитани и не са прогнозирани. Посочва се, че са приложени отчети за приходите от продажби на електрическа енергия съгласно Справки № 4 и № 6, като подробно са представени продажбите по търговски график от една страна, продажбите с отчитане на премията по чл. 33а от ЗЕ и съответните баланси „недостиг“ и „излишък“. Дружеството не продава топлинна енергия, доколкото използва произведената такава за собствени нужди – оранжерийно производство. Дружеството е приложило ГФО за 2023 г. и справки съгласно ЕССО.

Прогнозната информация е изготвена съгласно ценообразуващите справки, при което:

- производствената програма е идентична с тази от предходния регулаторен период;
- разходите за текущ ремонт и поддръжка в размер на 263 хил. лв. са приети съгласно договор с „Филтър“ ООД на база 5000 часа работа на централата при индексирана цена по договора;
- разходите за заплати са прогнозирани в размер на 360 хил. лв., като същите са увеличени спрямо предходния регулаторен период, което се дължи на увеличение на минималната работна заплата от страна на държавата, което неимуемо води до увеличаване на всички останали заплати;
- цената на природния газ е заложена каквато е била през предходния регулаторен период;
- предвидени са разходи „граждански договор“ в размер на 5 хил. лв. за възнаграждение на специалист по мониторинг и анализ на работата на централата, като тези разходи са намалени от 49 хил. лв. през предходния регулаторен период на база целогодишната му работа;
- разходи за пренос на топлинна енергия не са предвидени.

По отношение изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, дружеството посочва, че централата подава цялата произведена топлинна енергия за отглеждане на растителна продукция в оранжерия.

Посочва се, че централата практически няма „пренос“ на топлинна енергия, тъй като разстоянието между централата и консуматорите на топлина е малко, поради което в отчетите и прогнозите, свързани с предложението за преференциална цена, не са включени разходи за технологични загуби при пренос на топлинна енергия. Дружеството планира производство на електрическа енергия за новия регулаторен период в размер на 8

400 MWh и топлинна енергия 8 235 MWh. Относно намаленото прогнозно производство спрямо предходния период посочват, че се дължи на не подновен договор с контрагент.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,85 MW.

Образуване на цената:

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

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

2.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 - 2025 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 67,62 лв./MWh;

2.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $0,91+2,78 = 3,69$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 71,31 лв./MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Алт Ко“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Алт Ко“ ЕООД			
1. Справка № 2 – „РБА“	Предложение	Корекция	Изменение %
Оборотен капитал, хил. лв.	344	300	-12,79
2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:			
Природен газ, лв./knm ³	882,18	769,51	-12,77

След извършената по-горе корекция, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Алт Ко“ ЕООД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	188,98
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	11,28

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 2553 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2500 хил. лв., от които условно-постоянни – 861 хил. лв. и променливи – 1639 хил. лв.;

- Регулаторна база на активите – 1155 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 4,58%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8070 MWh.

21. „БРИКЕЛ“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-31-2 от 29.03.2024 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 635,49 лв./MWh без ДДС;
2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 121,81 лв./MWh без ДДС.

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

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	455,25	455,25	635,49	+39,59
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	100,60	100,60	121,81	+21,08

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на въглищата – 250,93 лв./t с долна работна калоричност 2 360 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 066,31 лв./t с калоричност 9 500 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-31-2 от 03.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация относно: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO₂ за последния ценовия период; подробна обосновка на дружеството за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, в т.ч. декларация от изпълнителния директор на дружеството, за това, че същите не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия; годишен финансов отчет за 2023 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на ЗСч и приложимите счетоводни стандарти, на основание чл. 26, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ. С писмо с вх. № Е-14-31-2 от 12.04.2024 г. дружеството е предоставило изискваната информация, а именно: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.; разходо-

оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO₂; декларация от изпълнителния директор, че приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия. През 2023 г. „Брикел“ ЕАД не отчита такива приходи; предварителен годишен финансов отчет.

„Брикел“ ЕАД е представило следната обосновка:

Инсталираната електрическа мощност на централата е 200 MW, която е посочена в справка № 7 и същата е съгласно лицензия № Л-096-03 от 14.03.2001 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“.

Производствена програма: през новия регулаторен период дружеството предвижда подобряване на техническото състояние на съоръженията и увеличение на производствената програма за удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

Производство на топлинна енергия – отпуснатата от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период е с 61,58% повече от отчетената през базисната година и е в размер на 1 426 693 MWh.

Топлинна енергия с гореща вода – предвижда се броят на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се запази на нивото през базисния период. Технологичните разходи при преноса с гореща вода, общо за отчетния период, възлизат на 3 626 MWh или 25,53%. Основните фактори, пряко влияещи на производството на топлинна енергия с гореща вода, са с действие в противоположни посоки: по-високите денградузи, ръст на клиентите и намалената специфична консумация на топлинна енергия за отопление.

Топлинна енергия с водна пара: единственият клиент на топлинна енергия с водна пара е клон „Брикетопроизводство“ на дружеството.

Производство на електрическа енергия: цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период е изчислено съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. и чл. 162а и чл. 162б от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство, при $\Delta F \geq 10\%$. Производството на електрическа енергия през базовия период възлиза на 255 882 MWh, а за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. се планира да бъдат произведени 450 000 MWh.

Продадена електрическа енергия: през 2023 г. дружеството отчита нетно производство на електрическа енергия 119 351,741 MWh. За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. планираното количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл. 100 ал. 6 от ЗЕ е в размер на 250 000 MWh. Дружеството посочва, че има действащо рамково споразумение за покупко-продажба на електрическа енергия по свободно договорени цени, сключено с „Хидро Пауър Ютилитис“ ЕООД, както и действащ договор № ВЕКП 2/27.06.2018 г. за компенсиране с премии с производител по чл. 162а от ЗЕ, сключен с Фонд „СЕС“.

Електрическа енергия за собствено потребление: прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Брикел“ ЕАД през новия ценови период са планирани на база отчетните данни през базовата 2023 г. Необходимото количество електрическа енергия за собствено потребление е добавено към предвиденото количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл. 100, ал. 6 от ЗЕ.

Електрическа енергия за собствени нужди: планирано е намаляване на процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди на ТЕЦ с 5,88%, спрямо отчетените през базовата 2023 г. Разпределянето на тези количества между електрическата и топлинната енергия е извършено в съответствие с работния режим на съоръженията съгласно глава трета, раздел I, т. 5 от Указания-НВ.

Ремонтна програма: дружеството посочва, че през 2023 г. отчита извършени ремонти на стойност 9 051 хил. лв. За новия ценови период са планирани разходи за

ремонт в размер на 9 956 хил. лв., като те са изчислени на база отчетните данни и изготвената и одобрена прогнозна ремонтна програма на дружеството. Стойността на ремонтните дейности е определена съгласно предварителни типови обеми по основни и средни ремонти. Текущите и аварийните ремонти са калкулирани на база утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения и договорените часови ставки за труда. Основната цел е спазване на задълженията на дружеството за поддръжка на енергийните съоръжения, гарантиране на безаварийност и номинални производствени показатели.

Инвестиционна програма – дружеството посочва, че извършените разходи за инвестиции през 2023 г. са подкрепени със съответните разходни документи, като общата изразходвана сума е 16 412 хил. лв. Реализирани са 2 инвестиционни проекта, като единият проект е в развитие от предходните години. През януари 2023 г. обект „Система за непрекъснат мониторинг на емисии след СОИ-1“ е закрит. На 1 януари 2024 г. във връзка с финализиран етап от строителството на инвестиционен обект „Депо за неопасни отпадъци“, приет надлежно от оторизирана комисия, е увеличена стойността на 2 броя ДМА общо със 74 277 хил. лв. Увеличението на активите е отразено в Справка № 2 – „РБА“ за прогнозния период.

Дружеството предвижда да продължи работата по проекти „Изграждане на депо за неопасни отпадъци“.

Регулаторна база на активите – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2023 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, възлиза на 198 919 хил. лв. Полезният срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, е съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, Нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване. Всички активи на дружеството участват в процеса на производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия, предвид обусловената технологична взаимнообвързаност между „Брикетопроизводство“ и „Електропроизводство“. В РБА не е включена стойността на преоценъчния резерв, в съответствие с Указания-НВ.

Оборотен капитал – определен е в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за съответната дейност, като не се включват разходи за амортизации, съгласно т. 32.5. от Указания-НВ. За новия ценови период оборотният капитал за производство е в размер на 30 675 хил. лв., като за производство на електрическа и топлинна енергия се отнасят 30 634 хил. лв., а за пренос на топлинна енергия – 41 хил. лв.

Норма на възвръщаемост – използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е в размер на 5%, използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно среднопретеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2023 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 10,91%.

Условно- постоянни разходи

Разходи за амортизации – прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „Брикел“ ЕАД и съгласно изискванията на т. 31.1.б. „б“ от Указания-НВ. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. разходите за амортизации са увеличени спрямо 2023 г. с годишното амортизационно отчисление, съответстващо на 15 годишен амортизационен план за финализирания етап от строителството на инвестиционен обект №111015 „Депо за неопасни отпадъци“.

Разходи за работна заплата и осигуровки – „Брикел“ ЕАД посочва, че отчетената в дружеството средна работна заплата през базисната 2023 г. е 1 834 лв. и същата изостава с 41% спрямо средната брутна месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2023 г. в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която е в размер на 3 133 лв., съгласно данни на НСИ. Дружеството е заложило увеличение на разходите за работна заплата и осигуровки спрямо базисната година с 19,62% в съответствие с увеличението на минималната работна заплата от началото на 2024 г. на 933 лв. Увеличението е със 153 лв. или 19,62% спрямо миналата година и това увеличение няма да отчете състоянието на пазара на труда в региона на Комплекса „Марица-изток“ и няма да позволи наваксване в изоставането на възнагражденията в дружеството и достигане на конкурентоспособност на пазара на труда, тъй като заплатите в дружеството са съществено под средния размер на заплатите в отрасъл „Енергетика“. Разходите за работна заплата и осигуровки за регулаторна дейност през 2023 г. възлизат на 21 292 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати 16 380 хил. лв. и за осигуровки 4 912 хил. лв.

За новия ценови период необходимите разходи за заплати са завишени на 19 594 хил. лв., а разходите за осигуровки 5 876 хил. лв.

Дружеството посочва, че отчетената в България инфлация, за м. декември 2023 г. спрямо м. декември 2022 г. е 4,7%, по данни на НСИ.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите – те са увеличени спрямо отчетната 2023 г. с 4,7% на 3 593 хил. лв. Всички разходи са планирани спрямо отчетените разходи от дружеството през базисния период и са коригирани с размера на отчетената инфлация от НСИ през 2023 г. Инфлацията води до увеличение на разходите за материали за текущо поддържане, изпитания на съоръженията, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и други. Разходите за горива също са увеличени с 4,7% спрямо базисната 2023 г., поради отчетеното повишение на международните пазари, което влияе и на цените на горивата в България. По отношение на лицензионните такси са заложили разходи, пропорционални на завишената производствена програма за новия ценови период.

Присъдени юрисконсултски възнаграждения – през 2023 г. „Брикел“ ЕАД не отчита приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

Променливи разходи – те са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2023 г.

Основно гориво – през месец януари „Мини Марица Изток“ ЕАД с писмо с № ПТО-01-22 от 18.01.2024 г. е известило дружеството, че от месец април следва да очаква увеличение на цените на доставяните въглища. Очакваното увеличение е съществено – около 30%. С допълнително споразумение от 20.02.2024 г. от „Мини Марица Изток“ ЕАД са увеличили транспортните разходи за доставка на въглищата от Рудник „Трояново-1“ с 34% от 0,96 лв./тнг на 1,29 лв./тнг., а разходите за доставки в празнични дни са увеличени както следва: от 1,92 лв./тнг на 3,19 лв./тнг за Рудник „Трояново-1“ и от 0,96 лв./тнг на 1,73 лв./тнг за Рудник „Трояново-3“.

Във връзка с горното, разходите за произвеждания в „Брикел“ ЕАД продукт ОЕГ, необходим за работата на ТЕЦ, за прогнозния регулаторен период са изчислени на база гореописаните обстоятелства и цената на въглищния микс е увеличена с 8,8%. Останалите разходи за горива са изчислени, като са запазени както отчетните цени на отделните потоци в горивния микс, така и калоричността му на нивото на базовата година.

В Приложение № 2 дружеството е предоставило два варианта – за формиране на средна цена на горивен микс от въглища и за твърдо гориво – биомаса. За периода м. 01-м. 12.2023 г. цената на въглищния микс е 232,40 лв./тнг при калоричност 2 360 ккал/кг, а цената на разхода на биомаса е 85,86 лв./тнг. Въз основа на прогнозните количества горива и складова наличност към 01.03.2024 г., за новия период цената на въглищния микс

е 250,93 лв./тнг при калоричност 2 360 ккал/кг, а цената на разхода на биомаса е 87,83 лв./тнг.

Количеството на необходимия мазут за новия регулаторен период е запазено на нивото на 2023 г., в размер на 1 066,31 лв./т. Предвижда се през следващия регулаторен период работата на горивната инсталация в дружеството да бъде реализирана с идентични специфични разходи на гориво, както следва: за електрическа енергия 219,22 g/kWh и за топлинна енергия 119,72 kg/MWh.

Разходи за вода за производство на електрическа и топлинна енергия, касаещи закупуването от НЕК ЕАД – Предприятие „Язовири и каскади“ на промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията, не са заложили, поради неприключил съдебен спор относно дължимия размер.

Разходите за закупена енергия и балансиране възлизат на 5 263 хил. лв. и включват закупуването на необходимото количество електрическа енергия за осигуряване на резервно хранване на съоръженията в резултат на аварийни ситуации както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар. Количествата за новия ценови период са прогнозирани съответстващи на прогнозната производствена програма.

Разходите за консумативи възлизат на 3 544 хил. лв., от които с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за почистване на димни газове от серни емисии. Разходите са прогнозирани на база отчетени през 2023 г. пропорционално на производствената програма за новия период.

Разходите за външни услуги възлизат на 1 368 хил. лв. и включват разходи за депониране на пепелина.

Разходите за електрическа енергия, консумативи и външни услуги са завишени с размера на отчетената през 2023 г. инфлация.

Разходите за закупуване на квоти парникови газове – емитираните количества въглеродни емисии са съгласно верифициран годишен доклад на „Брикел“ ЕАД за 2023 г. След приспадане на разпределените на дружеството безплатни квоти за производство на топлинна енергия (чл. 10а, параграф 1 от Директива 2003/87/ЕО) за същата година разходите за парникови газове възлизат на 7 497 хил. лв.

Прогнозното количество 408 483 тона емитирани CO₂ за периода 01.07.2024-30.06.2025 г., са изчислени на база прогнозен горивен микс, пропорционален на отчетеното през 2023 г., необходим за изпълнение на производствената програма.

Изчисленията са извършени чрез формуляр за докладване на годишни емисии (публикуван на страницата на ИАОС), като са приложени стойностите на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне и коефициента на окисление от верифицирания доклад за базовата 2023 г.

Необходимите годишни разходи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са получени като е направено допускане за прогнозна цена на емисиите като отчетната цена през базовата година.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 200 MW.

Образуване на цените:

1. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ са извършени следните корекции:

Прогнозни емисии CO₂ – 288 138,5 t (заявени от дружеството) – 224 372,5 t (безплатни) = 63 766 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 136,91 лв./t x 63 766 t = 8 730 хил. лв.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са 1 474,26 t мазут, 514 697,95 t въглища и ВЕИ 182 294,34 t, съгласно заявените от дружеството.

2. Норма на възвръщаемост на капитала.

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

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:

$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - DC)) / (1 - DC)$, където:

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

D_{СК} – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

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

DC – корпоративният данък по ЗКПО, %;

D_{ПК} – 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.

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“.

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 степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отражава колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business²², 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.

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%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baal 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 и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов β коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	14%
3	Дял на собствения капитал	86%
4	Лостов β коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ($p.7=p.5+p.6$)	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ($p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$)	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ($p.10=p.6+p.8$)	6,32%
11	НВ ($p.11=(p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)$)	6,37%

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,37%.

²² <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии		
Количество, Qe	тона	124 428,00
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цш	евро/тон	70,95
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	4 149,29

„Брикел“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-31-4 от 10.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

Дружеството счита, че при извършената корекция в справка № 4 „ТИП в производството“, където прогнозните количества CO₂ за закупуване са коригирани е допусната грешка. Прогнозните количества CO₂ в периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са изчислени на база прогнозен горивен микс, пропорционален на отчетения през 2023 г. и необходим за изпълнение на производствената програма. Изчисленията са извършени чрез формуляр за докладване на годишни емисии (публикуван на страницата на ИАОС), като са приложени стойностите на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне и коефициента на окисление от верифицирания доклад за базовата 2023 г. Предвидените безплатни квоти за емисии CO₂ за производство на топлинна енергия във връзка с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) за регулаторния период са изчислени пропорционално от очакваните количества разпределени на „Брикел“ ЕАД за 2024 г. и 2025 г. и са приспаднати от емитираните такива.

Дружеството посочва, че публикуваните в Приложение II „Национална таблица за разпределяне за 2021 г. - 2025 г. съгласно член 10а от Директива 2003/87/ЕС” към Решение на Европейската комисия от 29 юни 2021 година, относно даване на указания на централния администратор на Дневника на Европейския съюз за трансакциите да въведе националните таблици за разпределяне на Белгия, България, Чехия, Дания, Германия, Естония, Ирландия, Гърция, Испания, Франция, Хърватия, Италия, Кипър, Латвия, Литва, Люксембург, Унгария, Нидерландия, Австрия, Полша, Португалия, Румъния, Словения, Словакия, Финландия и Швеция в Дневника на Европейския съюз за трансакциите (2021/С 302/01), количества квоти на Брикел ЕАД, за периода 2021-2025 г., са както следва: 2021 г. - 246 544 t; 2022 г. - 240 209 t; 2023 г. - 233 875 t; 2024 г. - 227 540 t и 2025 г. - 221 205 t. Тези данни съгласно т.3 от Решението и чл. 14, т.5 от ДЕЛЕГИРАН РЕГЛАМЕНТ (ЕС) 2019/331 НА КОМИСИЯТА са предварителните годишни количества безплатни квоти, основаващи се на исторически данни за дейността на инсталацията в периода определени съгласно правилата на Директива 2003/87/ЕО и ДЕЛЕГИРАН РЕГЛАМЕНТ (ЕС) 2019/331 НА КОМИСИЯТА от 19 декември 2018 година за определяне на валидни за целия Съюз преходни правила за хармонизирано безплатно разпределяне на квоти за емисии.

Дружеството заявява, че количеството на горепосочените предварително разпределени квоти не съответстват на действително получените от инсталацията безплатни квоти за този период. На основание разпоредбите на РЕГЛАМЕНТ ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ (ЕС) 2019/1842 НА КОМИСИЯТА от 31 октомври 2019 година за определяне на правила за прилагането на Директива 2003/87/ЕО на Европейския

парламент и на Света, дружеството отчита ежегодно равнището на дейност на всяка подинсталация през предходната календарна година. Въз основа на това докладване на равнището на дейност, изисквано с цел коригиране на безплатното разпределяне на квоти през преходния период, се определя и окончателното количество на безплатните квоти, които да бъдат получени през следващата година. Съгласно внесения през м. март 2023 г. верифициран доклад за равнището на дейност, са определени следните количества безплатни квоти, които ще бъдат получени от инсталацията, както следва: 2021 г. – 246 544 t; 2022 г. – 240 209 t; 2023 г. – 182 065 t; 2024 г. – 122 043 t и 2025 г. – 118 646 t. За тези количества са приложени включително и съответните правила на чл. 16 от ДЕЛЕГИРАН РЕГЛАМЕНТ (ЕС) 2019/331 НА КОМИСИЯТА за корекции с линейния коефициент, посочен в член 9 от Директива 2003/87/ЕО.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

Възражението по отношение на извършената корекция в справка № 4 „ТИП в производството“ не се приема.

Отчетен е фактът, че за новия ценови период 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. дружеството е заявило увеличение на горивата ВЕИ, за които не се заплащат квоти емисии - от 117 226,69 t на 182 294,34 t. Също така в заявлението „Брикел“ ЕАД е отчетено за 2023 г. закупени 45 631,00 t и прогноза за закупуване 288 138,50 t. В случай на отчетени разлики в разходите, следва да се има предвид, че в чл.24а от НРЦЕЕ е регламентирана възможност за корекция за недовзет/надвзет приход от цени на природен газ и квоти въглеродни емисии за предходен ценови период. Безплатните квоти са съобразени със стойностите от Национална таблица за разпределение за 2021- 2025 г. съгласно чл. 10а от Директива 2003/87/ЕС .

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Брикел“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Брикел“ ЕАД			
	Предложение	Корекция	Изменение %
Справка № 1 – „Разходи“			
Разходи за емисии парникови газове (CO ₂), хил. лв.	47 338	8 730	-81,5
Справка № 2 - „РБА“			
Регулаторна база на активите, хил. лв.	184 854	180 051	-2,6
Справка № 4 – „ТИП в производството“			
Прогнозни количества емисии CO ₂ , t	288 138,5	63 766	-78
Прогнозна цена закупени емисии CO ₂ , лв./t	164,29	136,91	-17

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Брикел“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	541,15
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	363,45
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	104,22

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 230 035 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 218 558 хил. лв., от които условно-постоянни – 50 602 хил. лв. и променливи – 167 956 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 180 051 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,37%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 268 100 MWh, в т.ч. собствено потребление – 17 270 MWh.
Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 14 201 MWh.

22. „СОЛВЕЙ СОДИ“ АД

Дружеството е представило чрез Единния портал за електронни административни услуги на КЕВР заявление с вх. № Е-ЗСК-22 от 02.04.2024 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което са приложени документи на електронен носител, съгласно подробен опис.

С писмо с изх. № Е-ЗСК-22 от 09.04.2024 г. от дружеството е изискано да представи:

попълнени Приложения № 2, № 3, № 4 (за 2022 г., за 2023 г. и за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.) и № 6 (за 2022 г. и за 2023 г.); отчетна информация за 2023 г. и за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. и прогнозна информация за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. за електрическата енергия, бруто, собствени нужди, нето, в т. ч.: собствено потребление, продажба на потребители, БНЕБ ЕАД, други, в MWh; подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; отчет и анализ за изпълнение на ремонтна и инвестиционна програми за 2023 г. и за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., по обекти в ТЕЦ и с посочени отчетни стойности; прогнозна инвестиционна и ремонтна програми за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. с посочени планирани мероприятия и техните стойности; годишен финансов отчет за 2023 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на ЗСч и приложимите счетоводни стандарти, на основание чл. 26, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ; справки и пояснения относно прилагането на ЕССО за целите на регулирането; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; верифициран доклад на „Солвей Соди“ АД до Изпълнителна агенция по околна среда за 2023 г.; попълнен формуляр за докладване на годишни емисии за ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., с включени прогнозни данни за периода 01.04.2024 г. – 30.06.2025 г.; справка за закупени количества квоти за емисии парникови газове (CO₂) за 2023 г. и за ценовия период 01.07.2023 – 30.06.2024 г., разходите за закупуването им, както и количествата безплатни квоти CO₂, разпределени на дружеството; попълнен формуляр за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации (публикуван на интернет страницата на Изпълнителна агенция по околна среда) с прогнозно количество квоти за емисии парникови газове (CO₂) за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. и справка за количеството безплатни квоти CO₂ (чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО) за същия период; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO₂ за последния ценовия период; заверени копия на договори/рамкови споразумения за покупко-продажба на електрическа енергия за 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях, в съответствие с изискванията на ЗЕ и ПТЕЕ; заверени копия на всички сключени договори за доставка на петрококс, въглища, пелети, дизел/газвол за периода 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към първоначалното заявление и по отношение на допълнително представената

информация и документи, подписана от заявителя (декларация по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ); доказателство за платена такса за разглеждане на заявлението; неверителен вариант на заявлението и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

Изисканата информация и документи са представени със заявление с вх. № Е-14-78-2 от 17.04.2024 г. на хартиен и електронен носител.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г., следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 762,36 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 47,04 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Солвей Соди“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	563,18	563,18	762,36	+35,36
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	76,86	76,86	47,04	-38,80

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозни цени и калоричност на следните горива (без акциз и ДДС):

- въглища (петрококс) – 186,17 лв./t, с долна работна калоричност 6 000 kcal/kg;
- газбол – 1 664,09 лв./t, с долна работна калоричност 10 500 kcal/kg;
- друг вид гориво (агропелети, които се произвеждат от растителна биомаса – земеделски култури) – 244,34 лв./t с долна работна калоричност 4000 kcal/kg.

„Солвей Соди“ АД е представило следната обосновка:

Производствена програма – единственият консуматор на топлинна и електрическа енергия през 2023 г. са били инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат, собственост на „Солвей Соди“ АД.

Производствената програма за 2023 е изпълнена на 85% по отношение на електропроизводство и на 87% по отношение на производство на топлинна енергия. Дружеството посочва, че основна причина за това е намаленото потребление от инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат вследствие на понижено търсене на тези продукти на световните пазари. Очакванията за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са за изпълнение от около 93% поради повишеното търсене през месеците март – юни 2024 г.

Планирането на производствената програма за предстоящия регулаторен период, 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., е базирано на заявената консумация на топлинна и

електрическа енергия от инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат. Производствената програма отчита текущото състояние на световните пазари, където „Солвей Соди“ АД реализира над 98% от своята продукция. Дружеството отбелязва, че съществува риск за неизпълнение или обратно – надвишаване на планираното производство в зависимост от динамиката на световните пазари и съответно търсенето на калцинирана сода и на бикарбонат. Също така важна роля играе фактът, че на тези пазари „Солвей Соди“ АД е в конкуренция с производители извън Европейския съюз, чиято себестойност на продукцията не е натоварена с разходи за емисии на CO₂.

Условно-постоянни разходи:

- **Разходите за амортизации** са прогнозираны на база стойността на дълготрайните материални активи към 31 декември на предходната година и очакваните въвеждания на нови активи през текущата година, в съответствие с плана за изпълнение на инвестиционната програма.

- **Разходите за ремонт** се определят на база утвърдена програма за основни и средни ремонти, план за превантивна поддръжка и прогноза за необходимостта от корективна поддръжка. Последната се прави въз основа на статистика и натрупан опит от минали периоди. Повишението спрямо отчет 2023 г. се дължи на повишените цени на основни материали и услуги. Приложени са детайлни справки по основни съоръжения за реализираните разходи през 2023 г. и планираните за 2024 г. и 2025 г.

- **Разходи за заплати и възнаграждения** се определят на база планираните промени в числеността на персонала, действащия колективен трудов договор (по отношение на социални придобивки и предвидени промени в работните заплати на персонала) и действащото законодателство по отношение на осигурителните вноски. Увеличената прогноза с 5% на тези разходи през регулаторен период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо отчета за 2023 г. е на база на влезлия в сила нов колективен трудов договор, който отчита и натрупаната инфлация през 2023 г.

- **Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ**, са прогнозираны на база статистическа информация от предходни периоди, промени, дължащи се на други фактори, като също така се вземат предвид и прогнозни очаквания. Дружеството посочва, че прогнозните разходи в тази група за предстоящия регулаторен период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са увеличени с 8% спрямо отчетната 2023 г. въз основа на натрупаната инфлация през миналата година и вече индексирани договори с голяма част от поддоставчиците.

Променливи разходи

- **Разходите за горива** за новия регулаторен период са определени съгласно указанията на Комисията, като среднопретеглена стойност на складови наличности към 01.03.2024 г. и среднопретеглената цена на действащите към момента договори за доставка. Използван е фиксинг на БНБ лева за долар 1,80911, валиден към 01.04.2024 г.

- **Разходите за вода, закупена електрическа енергия и консумативи (химикали, реагенти)** са определени на база необходимите количества за производство на заявена необходимост от топлоенергия от консуматорите, съответната ефективност на отделните инсталации и текущите пазарни цени.

- **Разходи за емисии на парникови газове** за предстоящия ценови период са изчислени на база разлика от очакваните емисии, съгласно производствената програма при текуща пазарна цена от 57,77 евро/t CO₂.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125 MW.

Образуване на цените:

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

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ са извършени следните корекции:

Прогнозни емисии CO₂ – 646 000 t на ниво отчет 2023 г. за относително същото производство в централата.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 136,91 лв./t x 646 000 t = 72 990 хил. лв.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са **220,48 t газьол, 431 272,18 t въглища и ВЕИ 24 676,67 t, съгласно заявените от дружеството.**

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии		
Количество, Qe	тона	847 080
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	88,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цц	евро/тон	70,95
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	28 247,49

Извършените корекции на ценообразуващите елементи за следващия ценови период са следните:

„Солвей Соди“ АД			
1. Справка № 2 – „РБА“	Предложение	Корекция	Изменение %
Оборотен капитал, хил. лв.	23 925	28 744	+20,14
2. Справка № 4 – „ТИП в производството“			
Количество прогнозни емисии парникови газове (CO ₂), t CO ₂	850 559	646 000	-24,05

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Солвей Соди“ АД		лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия		655,07
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ		477,37
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара		45,32

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 228 817 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 221 473 хил. лв., от които условно-постоянни – 39 395 хил. лв. и променливи – 182 078 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 141 218 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 5,20%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 172 030 MWh, в т.ч. собствено потребление - 168 786 MWh; - за продажба – 3 244 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 562 323 MWh.

23. „ТЕЦ ГОРНА ОРЯХОВИЦА“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-55-3 от 01.04.2024 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 604,50 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 228,45 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	418,83	418,83	604,50	+44,33
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	175,20	175,20	228,45	+30,39

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цени на горивата (без акциз и ДДС), както следва:

- природен газ, доставян по газоразпределителната мрежа на „Овергаз мрежи“ АД – 809,99 лв./knp³ с долна работна калоричност 8 290 kcal/knp³;
- въглища – 541,32 лв./t с долна работна калоричност 5 100 kcal/kg;
- друг вид гориво (биомаса – слънчогледова люспа) – 234,86 лв./t с долна работна калоричност 3 950 kcal/kg).

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за утвърждаване на цена на топлинна енергия и определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-55-3 от 04.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна информация и документи, както следва: подробна

обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, в т.ч. декларация от изпълнителния директор на дружеството, за това, че същите не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO₂ за последния ценовия период; допълнителна справка в изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ за предходните три календарни години.

С писмо с вх. № Е-14-55-3 от 12.04.2024 г. дружеството е представило в КЕВР изискваната допълнителна информация, както следва: декларация от представляващия дружеството, че няма получени приходи от юрисконсултски възнаграждения; заверени копия на разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO₂ за последния ценовия период и справка към тях; справка с отчетна информация за 2021 г., 2022 г., 2023 г. в изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е представило следната обосновка:

Условно постоянни разходи

Разходи за амортизации – за 2023 г. са отчетени разходи за амортизации на стойност 522 хил. лв. Отчитането на дълготрайните активи и амортизациите в дружеството е съгласно МСС 16 и приетата счетоводна политика. Имотите, машините, съоръженията и оборудването се оценяват първоначално по себестойност, включваща цената на придобиване, както и всички преки разходи за привеждането на актива в работно състояние. Последващите разходи, които възникват във връзка с ДМА след първоначалното признаване, се признават в Отчета за всеобхватните доходи в периода на тяхното възникване, освен ако има вероятност те да спомогнат на актива да генерира повече от първоначално предвидените бъдещи икономически изгоди и когато тези разходи могат надеждно да бъдат оценени и отнесени към актива. В тези случаи разходите се добавят към себестойността на актива. Амортизацията на дълготрайните материални активи се начислява като се използва линейният метод върху оценения полезен живот на отделните групи активи. Амортизациите започват да се начисляват от месеца, следващ месеца, в който е въведен активът. Избраният праг на същественост за дълготрайните нематериални активи е в размер на 500 лева. През периода 2024 г. – 2025 г. дружеството предвижда да направи инвестиции за 17 000 лв. Дружеството прилага справка № 1 инвестиционна програма и справка № 2 – отчет на извършените инвестиции през 2023 г. На база инвентарната книга на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е направено разделянето на ДМА, участващи при производството на топло и електроенергия. ДМА, участващи при комбинираното производство на топлоенергия и електрическа енергия, се приемат като „общии“ за производството, например без парогенераторите и съоръжения към тях не може да се произвежда електрическа енергия, офис оборудване и др. също влизат като общи за комбинираното производство. ДМА, участващи само за производство на електрическа енергия, са генераторите и прилежащите към тях съоръжения, а ДМА, участващи за производството само на топлоенергия са РОУ и БРОУ, Бойлерна станция. При „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД няма инсталации за разделно производство на топлоенергия и инсталации за пренос. Консуматорите на топлоенергия са свързани с паропроводи на колектор бАта, захранващ се с отработена пара след турбината. Дружеството прилага **справка № 3**, където ДМА са разделени съответно за производство на топло и електроенергия и общо за двата продукта за периода 2023 г.

Разходи за ремонт - в ремонтната програма на ТЕЦ са залегнали мероприятия, които са неотложни, с цел обезпечаване на безаварийната и надеждна работа на съоръженията. Планирани са ремонти на съоръжения в химичен цех, топлосилов цех и Въглеподаване. Дружеството е приложило справка № 4 – ремонтна програма за периода 2024 г. – 2025 г. Ремонтните дейности са прогнозирани с оглед поддръжката на съоръженията и тяхната експлоатационна годност и осигуряване на безопасна работа на

персонала. Предвидени са и някои строителни ремонти по сградния фонд на централата и дейности, свързани с подобряване условията на труд и запазване на сградите. В справка № 5 дружеството е приложило отчета за извършените ремонтни мероприятия за 2023 г.

Разходи за заплати и възнаграждения - за новия ценови период разходите за заплати и възнаграждения са 1 958 хил. лв., а за отчетната 2023 г. са 1 565 хил. лв. През 2023 г. дружеството работи със 70 бр. средносписъчен състав.

За ценовия период 2024 г. - 2025 г. разходът е съобразен с числеността на персонала и работната програма на дружеството. Числеността на персонала по време на работа е оптимизиран до 68 бр. Поради повишаването на минималната работна заплата и изравняването ѝ с някои основни работни заплати се налага промяна на същите и актуализация на другите, за да се намали текучеството на персонала и попълването на незаети позиции в структурата на дружеството. Предвидени са и средства за изплащане на обезщетения при пенсиониране, поради навършване на пенсионна възраст на някои работници. Разходите за осигуровки са на база действащите осигурителни прагове и са преценени спрямо разходите за работна заплата. Дружеството отбелязва също, че повишаването на заплатите е свързано и с поставена цел от ръководството, за доближаване към средната работна заплата в сектор „Топлоенергетика“ и за поддържане нормален стандарт на живот за региона на работещите в дружеството.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ - разходите за 2024 г. – 2025 г., включени в тази част, са увеличени спрямо 2023 г. Определени са на база прецизна оценка и анализ на отчет за 2023 г. Увеличени са горива за автотранспорт, застраховки, данъци и такси, питейна вода и осветление. Намалени са наеми и проверка на уреди.

Обосновка променливи разходи - тези разходи следват производствената програма и ефективността на производството.

Цената на въглищата за 2024 г. – 2025 г. е образувана на база наличните въглища на склад към 01.03.2024 г. и цена на недостиг на количеството за изпълнение на заложената програма, като дружеството прилага **справка № 6**.

Цената на природния газ - включва пределни цени за пренос и снабдяване през разпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД за количества до 528 MWh, същата е определена спрямо цената за м. март 2024 г.

Цена на биогориво: за новия вид гориво е приключила процедурата по актуализация на комплексно разрешително № 54/2005 г. с Решение за актуализация № 54-Н0-И0-А7-ТГ1/2021 г., съгласно което се разрешава употребата на „биомаса“ като гориво, отговарящо на определението, съгласно §1, т. 1 от Допълнителните разпоредби на Закона за управление на отпадъците. Цената е предвидена съгласно проучвания на пазара за слънчогледови пелети.

Разходите за закупуване на вода, консумативи (химически реагенти за омекотяване на речната вода) са прогнозирани на база производството на топло и електроенергия, и на база промени в цените за закупуването им.

Обосновка на СН_{ел.} на централата в **справка № 4** и разходите за закупуване на електрическа енергия в **справка № 1** от **Справки от № 1 до № 9**. СН_{ел.ен} на централата за прогнозния период са изготвени на база анализ на отчета за 2023 г. и прогнозата за производството на топло и електроенергия, съгласно наличните производствени мощности и съгласно подхода на Комисията от предходните регулаторни периоди.

Разходите за закупена електро енергия са съобразени с работата на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, а именно:

- Изграждането на водооборотен цикъл налага допълнително закупуване на електрическа енергия за захранване на помпи оборотна вода;
- Провеждане на една кампания със „Завод за захар“;

- Прогнозирана е по-висока цена на купена електрическа енергия, поради тенденцията за нейното увеличение.

Разходите за външни услуги са идентични с отчет 2023 г.

Разходите за акциз на въглища и газ са съгласно удостоверение за ОАКП.

Разходи за емисии парникови газове през ценови период 01.07.2024 г.- 30.06.2025 г.: за 2023 г. безплатно разпределените квоти на емисии от въглероден диоксид за „Захарни Заводи“ АД са в размер на 21 348 t. Определени за ТЕЦ безплатни квоти са 16 361 t. През 2023 г. са изгорени 17 082,700 t въглища и 43,739 km³ природен газ, които емитират

34 587 t CO₂. Поради тази причина количествата квоти за въглеродни емисии за закупуване са 18 226 t, като средствата за покупка на квоти за 2023 г. са в размер на 2 662 хил. лв.

Дружеството посочва, че за ценовия период 2024 г. – 2025 г. е предвидено да бъдат изгорени 5 815 t въглища и 20 km³ природен газ. Тези горива ще емитират общо 11 853 t емисии от въглероден диоксид. Те са изчислени по формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации. При определянето са използвани емисионен фактор и фактор на окисление от верифицирания доклад на „Захарни заводи“ АД за 2023 г. За 2024 г. безплатно разпределените квоти за „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД са 7 329 t от квотите на „Захарни заводи“ АД, като остават за закупуване още 4 524 t. Средната цена за периода 2024 г. – 2025 г. е определена на 80,00 евро/t. Поради тази причина за необходимите количества недостигащи квоти е планирана сума за закупуване в размер на 708 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6 MW.

Образуване на цените:

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

2. В Справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ са извършени следните корекции:

2.1. Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е увеличена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление по месеци, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като средно претеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 - 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 58,67 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 17,32+0,79 = 18,11 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 76,78 лв./MWh.

2.2. Прогнозни емисии CO₂ – 4 524,00 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 136,91 лв./t X 4 524,00 t = 619 хил. лв.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са **20 knm³ природен газ, 5 815 t въглища и 2 151 t ВЕИ**, съгласно заявеното от дружеството.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	6 276,00
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	88,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	70,95
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	209,29

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-55-4 от 11.06.2024 г., в което е изразило съгласие с Доклада и е посочило, че приема определените цени на топлинната и електрическа енергия.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи за следващия ценови период са следните:

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД			
1. Справка № 4 – „ТИП в производството“:	Предложение	Корекция	Изменение %
Природен газ, лв./knm ³	809,99	824,55	+1,80
Средна цена на закупени емисии парникови газове (CO ₂), лв./t	146,46	136,91	-6,52

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	573,45
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	395,75
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	228,26

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 9 272 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 8 992 хил. лв., от които условно-постоянни – 4227 хил. лв. и променливи – 4 765 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 5 389 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,20%;

- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 635 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 34 000 MWh.

24. „ДЕКОТЕКС“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. Е-14-61-1 от 02.04.2024 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 494,76 лв./MWh без ДДС;
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 126,05 лв./MWh без ДДС;
3. Цена на топлинна енергия с водна пара – 126,05 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Декотекс“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	395,78	395,78	494,76	+25,00
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	182,28	182,28	126,05	-30,85
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	182,28	182,28	126,05	+30,85

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 980 лв./кнм³ (без ДДС и акциз).

С писмо с изх. № Е-14-61-1 от 04.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация, както следва: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление; копия на действащи договори за покупко-продажба на електрическата енергия; копия на действащи договори за доставка на природен газ; обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; неверителен вариант на заявлението и приложенията към него, в което да са заличени данните, които дружеството счита за защитени по закон. С писмо с вх. № Е-14-61-1 от 16.04.2024 г. дружеството е представило исканата информация.

С писмо с вх. № Е-14-61-1 от 16.04.2024 г. „Декотекс“ АД е представило следната обосновка:

Условно постоянни разходи – общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за ценови период 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. е 1 989 хил. лв.

Разходи за амортизации – планирани са в съответствие с въведените в експлоатация нови ДМА в размер на 187 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а именно 68 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 119 хил. лв. за електрическата енергия.

Разходи за ремонт – за отчетния ценови период 01.07.2023 – 30.06.2024 г. са достигнати разходи за ремонт в размер на 344 хил. лв. Прогнозните разходи за ремонт за ценови период 01.07.2024 - 30.06.2025 г. са в размер на 520 хил. лв. Разходите, които се предвиждат за ремонтни дейности са: ремонт на стартерна група – 40 хил. лв. и ремонт на турбо – 480 хил. лв.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – те са в общ размер на 934 хил. лв. Материалите за текущо поддържане в размер на 290 хил. лв. са изчислени на база предвидените работни часове на системата.

Променливи разходи – планирани са изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

Регулаторна база на активите е в размер на 3 793 хил. лв. към 31.12.2023 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2023 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Необходимият оборотен капитал е изчислен в размер на 730 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната дейност.

Норма на възвръщаемост - за новия ценови период 2024 г. – 2025 г. е в размер на 5,32%, изчислена съгласно Указания-НВ като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2023 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2 MW.

Образуване на цените:

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

2. В Справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

2.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,56 лв./MWh;

2.3. Пренос – 1,04 лв./MWh;

2.4. Достъп – 6,37 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 72,97 лв./MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Декотекс“ АД за следващия ценови период са следните:

„Декотекс“ АД			
1. Справка № 2 – „РБА“:	Предложение	След корекция	Изменение, %
Оборотен капитал, хил. лв.	730	451	-38,22
2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:			
Природен газ, лв./кнм ³	980	790,65	-19,32

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Декотекс“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	449,91
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	272,21
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	109,90
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	109,90

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 3 700 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 3 513 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 989 хил. лв. и променливи – 1 524 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 3 514 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,32%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 050 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 190 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 163 MWh.

25. „Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-12-00-174 от 10.04.2024 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. следните цени, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 190,52 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 183,38 лв./MWh без ДДС;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 472,96 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	354,62	354,62	472,96	+33,37
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	163,56	163,56	190,52	+16,48
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	155,87	155,87	183,38	+17,65

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена и калоричност на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 441,15 лв./кнм³, при долна работна калоричност 8 203 kcal/кнм³.

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за утвърждаване на цена на топлинна енергия и определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-12-00-174 от 15.04.2024 г. от дружеството е изискана информация и документи, както следва: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ от ценовия модел с прогнозната информация за новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., подписана и представена на хартиен носител; попълнено Приложение № 2 за прогнозния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., по отношение на параметрите на природния газ; годишен финансов отчет за 2023 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на ЗСч и приложимите счетоводни стандарти, на основание чл. 26, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ; заверени копия на всички сключени договори за доставка на природен газ за периода 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях; заверени копия на договори/рамкови споразумения за покупко-продажба на електрическа енергия за 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях, в съответствие с изискванията на ЗЕ и ПТЕЕ; неверителен вариант на заявлението и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

С писмо с вх. № Е-12-00-174 от 24.04.2024 г. дружеството е представило частично изисканата информация и документи, а именно: Справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ от ценовия модел с прогнозната информация за новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; попълнено Приложение № 2 за прогнозния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., по отношение на параметрите на природния газ; годишен финансов отчет за 2023 г. (без приложения), придружен със справка на нетекущите (дълготрайни) активи към 31.12.2023 г.; декларация от представляващия дружеството, че в периода от 01.07.2023 г. до датата на декларацията (22.04.2024 г.) „Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД не е осъществявало производство на електрическа енергия.

„Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД е представило следната обосновка:

Условно постоянни разходи – планирани са в общ размер на 1 667 хил. лв.

Разходи за амортизации - амортизационните отчисления на дълготрайните активи се изчисляват в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. Разходите за амортизации за новия ценови период са планирани на нивото на отчета за 2023 г. и въвеждането в експлоатация на нови ДМА, свързани с регулираната дейност - 108 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а именно 30 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 78 хил. лв. за електрическата енергия.

Разходите за ремонт са в размер на 642 хил. лв. Те са планирани вследствие на неизвършени ремонти, свързани с техническите изисквания на завода-производител за двигателя на когенерационната система Cummins през изминалия отчетен период.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – общият им размер е 236 хил. лв.

Променливите разходи за прогнозния период са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

Регулаторната база на активите е в размер на 2 221 хил. лв. към 31.12.2023 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2023 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната дейност.

Норма на възвръщаемост на капитала за ценови период е в размер на 7,78 %, изчислена съгласно Указания-НВ, като средно претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2023 г. Съгласно изискванията, в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,57 MW.

Образуване на цените:

1. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

1.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 - 2025 г., предоставена от дружеството;

1.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,15 лв./MWh;

1.3. Пренос – 1,03 лв./MWh;

1.4. Достъп – 2,46 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 69,64 лв./MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД			
1. Справка № 4 – „ТИП в производството“:	Предложение	След корекция	Изменение, %
Природен газ, лв./kNm ³	1441,15	748,62	-48,05

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	306,44
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	128,74
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	152,62
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	144,60

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 5 423 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 5 273 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и променливи – 3 606 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 1 936 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 7,78%;
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 437 MWh;
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 8 736 MWh;
 - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 168 MWh.

26. „ДИМИТЪР МАДЖАРОВ - 2“ ЕООД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-63-1 от 15.04.2024 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис. С посоченото заявление, дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия в размер на 298,65 лв./MWh, без ДДС.

С писмо с изх. № Е-14-63-1 от 18.04.2024 г. на КЕВР, с оглед установени несъответствия, явяващи се явни фактически грешки, между преференциалната цена на електрическа енергия, посочена в заявлението и получената в ценовия модел (Справка № 4 – „Технико-икономически показатели в производството“) и на основание чл. 42, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 25, ал. 2 от НРЦТЕ от „Димитър Маджаров - 2“ ЕООД е изискано да представи следното: коригирано заявление в частта му по т. 1.1., ведно с коригиран ценови модел (за дружество без лицензия) с коректно попълнени прогнозни данни за новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., с оглед тяхното съответствие; отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; годишен финансов отчет за 2023 г. с приложения към него, изготвен в

съответствие с изискванията на ЗСч и приложимите счетоводни стандарти, на основание чл. 26, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя (декларация по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ); неуповителен вариант на заявлението с вх. № Е-14-63-1 от 15.04.2024 г. и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

С писмо с вх. № Е-14-63-1 от 09.05.2024 г. „Димитър Маджаров - 2“ ЕООД е представило коригирана информация и документи, с изключение на одитиран годишен финансов отчет за 2023 г., като заявителят е посочил, че същият не е изготвен. Към писмото дружеството е представило изменено заявление, с което е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия в размер на 304,59 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	*	-	304,59	-

*Съгласно Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. по т. II, на основание чл. 42, ал. 3 от НРЦЕЕ Комисията е оставила без разглеждане заявление с вх. № Е-14-63-1 от 29.03.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, подадено от „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД, и е прекратила образуваното административно производство.

В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ дружеството не е посочило прогнозни цени на горива, с които са извършени изчисленията за предложената преференциална цена на електрическата енергия.

Дружеството е представило следната обосновка:

На площадката на предприятие за месопреработване „Димитър Маджаров-2“ ЕООД в гр. Пловдив е изградена инсталация за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с обща инсталирана електрическа мощност на централата: $E = 835 \text{ kW}$ и топлинна мощност $Q = 1\,042 \text{ kW}$. Комбинираното производство се осъществява чрез ко-генератор тип „JMS 316D037C05“. Отделно от ко-генератора, на същата площадка има инсталиран котел „ПКМ-2,5“ за производство на пара. Също така и като резерв: водогреен котел „PRESS-T1250“ и генератор за пара „STEAM 2000“.

Във връзка с новия регулаторен период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., предприятието не предвижда увеличаване на производството на електрическа и топлинна енергия, тъй като електрическата мощност на предприятието е динамична и полученият излишък на

електрическа енергия в порядъка на 5% - 25% от брутното производство на електрическа енергия се продава на свободния пазар чрез балансираща група. Произведената от инсталацията топлинна енергия е предназначена за собствено потребление. През новия ценови период се предвижда увеличение на променливите разходи спрямо отчетените, което основно се дължи на прогнозния ръст на амортизация и в промяна в цените на някои от основните суровини: природен газ, вода и закупуване на електрическа енергия за нуждите на предприятието.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,835 MW.

Образуване на цената:

След извършен анализ са определени следните цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Димитър Маджаров - 2“ ЕООД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	304,59
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	126,89

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 852 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 852 хил. лв., от които условно-постоянни – 696 хил. лв. и променливи – 156 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 3 418 хил. лв.;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 100 MWh.

27. „ОВЕРДРАЙВ“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-69-1 от 29.03.2024 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис. Със заявлението, дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия – 601,40 лв./MWh (без ДДС).

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Овердрайв“ АД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	518,90	518,90	601,40	+15,90

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 350 лв./kNm³, при долна работна калоричност 8 320 kcal/kNm³.

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-69-1 от 04.04.2024 г. от дружеството е изискана информация и документи, както следва: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; годишен финансов отчет за 2023 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на ЗСч и приложимите счетоводни стандарти; отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите (Приложение № 4), като във файла с наименование „Prilozhenie-4-2024“ е указано дружеството да попълни данните за 2023 г., тъй като същите не са представени в КЕВР; заверени копия на договори/рамкови споразумения за покупко-продажба на електрическа енергия за 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях, в съответствие с изискванията на ЗЕ и ПТЕЕ, тъй като представеният договор за изкупуване на електрическа енергия № 102 от 04.12.2009 г. е със срок на действие до 31.12.2010 г.; справка, съдържаща отчетна информация за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. и прогнозна информация за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. за електрическата енергия, както следва: бруто, собствени нужди, нето, MWh в т.ч.: собствено потребление, продажба на потребители, продажба на краен снабдител, БНЕБ и други, MWh; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; неповерителен вариант на заявлението и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

С писмо с вх. № Е-14-69-1 от 25.04.2024 г. дружеството е представило допълнителна информация, както следва: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване; подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; предварителен годишен финансов отчет за 2023 г.; отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите (Приложение № 4); заверено удостоверение от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, че има действащ договор за изкупуване на електрическа енергия от „Овердрайв“ АД. Дружеството е заявило, че дейността му не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, както и че в предоставените документи и информация няма данни, които да счита за защитени.

„ОВЕРДРАЙВ“ АД е представило следната обосновка:

Условно-постоянни разходи – в т.ч.: **разходи за амортизации** на база на амортизационния план на дружеството в размер на 60 хил. лв. за посочения период.

Разходи за ремонти по системата в размер на 110 хил. лв., които включват - обслужване и ремонт на двата когенератора, основен ремонт на ДВГ двигател на двата когенератора с подмяна на бутала, биели, бутални лагери, биелни лагери, основни лагери, колян вал, семеринги и уплътнения, подмяна на два броя пластинчати топлообменника преди колектора, подмяна на три броя циркулационни помпи, подмяна на управляващ модул на ел. част, ремонт на тръбните трасета в техническото помещение по оферти на „Чайм“ ООД и „Рувекс“ АД.

Разходи за възнаграждения и осигуровки в размер на 70 хил. лв., разходи за заплати на персонал назначен по трудов договор за подsigуряване на дейността на системата и подаване на отчетите на дружеството.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в размер на 122 хил. лв.: горива за автотранспорт 6 хил. лв., работно облекло 2 хил. лв., канцеларски материали 1 хил. лв., материали за текущо поддържане 11 хил. лв., данъци и такси 3 хил. лв., пощенски разходи, телефони и абонаменти 1 хил. лв., проверка на уреди 7 хил. лв., експертни и одиторски разходи 6 хил. лв., всички от които са планирани на историческа база на извършените разходи в предходния отчетен период, както и разходи по застраховки на база на застрахователна полица към ЗАД „Алианц“ АД, разходи за въоръжена охрана по договор с „АСО Панема“ ООД и разходи за лицензионни такси към Комисията.

Променливи разходи - голяма част от променливите разходи - около 75%, или 527 хил. лв. се изразходват за доставка на природен газ, включително и акциз. Цената на природния газ е утвърдена от КЕВР за доставчика „Овергаз Мрежи“ АД. Останалите 182 хил. лв. са за разходи за вода, разходи за закупена енергия, консумативи (химикали, реагенти), разходи за външни услуги, които са планирани на база на цените към днешна дата и разходите на дружеството на историческа база от предходни отчетни периоди.

В заключение, „Овердрайв“ АД посочва, че получената преференциална цена на електрическата енергия, без добавка от КЕВР, отразява вярно необходимите годишни приходи и възвръщаемост на капитала на тригенерационната инсталация, поради което дружеството моли да му бъде утвърдена такава от КЕВР.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,25 MW.

Образуване на цената:

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

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

2.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 64,19 лв./MWh;

2.3. Пренос – 1,02 лв./MWh;

2.4. Достъп – 3,90 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 69,11 лв./MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Овердрайв“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Справка № 2 – „РБА“:	Предложение	Корекция	Изменение %
Оборотен капитал, хил. лв.	170	98	-42,35
2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:			
Природен газ, хил. лв.	1350	732,78	-45,72

След извършените по-горе корекции е определена следната преференциална цена на електрическата енергия:

„Овердрайв“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	462,50

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 863 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 840 хил. лв., от които условно-постоянни – 376 хил. лв. и променливи – 464 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 290 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 7,78%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 050 MWh.

28. „Нова Пауър“ ЕООД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-13-308-1 от 25.04.2024 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия от комбинирано производство. Дружеството е предложило за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия в размер на 422,58 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Нова Пауър“ ЕООД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	373,12	373,12	422,58	+13,25

Предложената преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1032,32 лв./knm³ (без акциз и ДДС), при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm³.

С писмо с изх. № Е-13-308-1 от 30.04.2024 г. от дружеството е изисквана следната допълнителна информация: годишен финансов отчет за 2023 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на ЗСч и приложимите счетоводни стандарти, на основание чл. 43, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ; неуповителен вариант на заявлението и на

приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

Изисканата информация не е предоставена от дружеството.

„Нова Пауър“ ЕООД е представило следната обосновка:

В производствената програма на ко-генерационната инсталация за новия регулаторен период – 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. се предвиждат 2112 работни часа. Брутно производство на електрическа енергия в размер на 5132 MWh и продадено нетно количество 4958 MWh.

През новия регулаторен период дружеството заявява, че планира извършването на нови инвестиции в цялостно обновяване на ко-генерационната инсталация, за което има отпуснат търговски кредит в размер на 2000 хил. лв.

Разходи за амортизации – дружеството прогнозира разходи за новия ценови период в размер на 382 хил. лв.

Разходи за ремонт – прогнозиран са в размер на 327 хил. лв. Дружеството заявява, че извън предвидените стандартни годишни разходи по текуща поддръжка на всички системи в структурата на ко-генерационната инсталация, през новия регулаторен период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са заложени необходимите разходи за обслужване и планов ремонт на газобуталния двигател на 20 000 моточаса. За определяне на размера на необходимите средства, дружеството посочва, че копие от офертата е подадена в КЕВР с документите по утвърждаване на цена от предходния регулаторен период.

Разходи за заплати и възнаграждения – за прогнозирания ценови период са в размер на 55 хил. лв. Дружеството заявява, че броят на персонала и разходите за заплати и осигуровки на работещите се запазват, като през новия регулаторен период е заложена единствено индексация на заплатите с темпа на инфлация на стоките от първа необходимост. Предвид сравнително ниските нива на възнагражденията в бранша, посочва, че не може да си позволи да не увеличи заплатите на основния си, постоянно зает персонал, за да отговори на високите темпове на покачване на цените.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ са 87 хил. лв.

Променливи разходи - прогнозиран са в размер на 1 352 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,43 MW.

Образуване на цените:

1. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция: прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

1.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

1.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,59 лв./MWh;

1.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа: $1,00 + 14,84 = 15,84$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 82,43 лв./MWh.

2. Норма на възвръщаемост на капитала.

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 определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

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:

$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - DC)) / (1 - DC)$, където:

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

D_{СК} – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

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

DC – корпоративният данък по ЗКПО, %;

D_{ПК} – 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.

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“.

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 степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопотегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отражава 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 Business²³, 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.

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%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baal 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 и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов β коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	0%
3	Дял на собствения капитал	100%
4	Лостов β коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ($p.7=p.5+p.6$)	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ($p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$)	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ($p.10=p.6+p.8$)	6,32%
11	НВ ($p.11= (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)$)	5,61%

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 5,61%.

²³ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Нова Пауър“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Нова Пауър“ ЕООД			
1. Справка №4 – „ТИП в производството“:	Предложени е	Корекция	Изменени е %
Природен газ, лв./knm ³	1 032,32	898,56	-12,96

След извършените по-горе корекции е определена следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Нова Пауър“ ЕООД		лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия		381,51
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ		203,81

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 2 374 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 207 хил. лв., от които условно-постоянни – 864 хил. лв. и променливи – 1 343 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 2 990 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,61%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 958 MWh.

29. „ОРАНЖЕРИИ-ПЕТРОВ ДОЛ“ ООД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-74-1 от 28.03.2024 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия – 327,13 лв./MWh, без ДДС.

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 875,26 лв./knm³, (без акциз и ДДС) и при долна работна калоричност 8 295 kcal/knm³.

С писмо с изх. № Е-14-74-1 от 05.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация, както следва: отчетна информация за ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; неуповенителен вариант на заявлението с вх. № Е-14-74-1 от 28.03.2024 г. и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

С писмо с вх. № Е-14-74-1 от 18.04.2024 г. дружеството е представило ново заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени отчетна информация за 2023 г. с прогноза за новия ценови период, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9. Във връзка с изискваната допълнителна информация за предходните три календарни години, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, дружеството е заявило, че използва 100%

от произведеното количество топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

Със заявление с вх. № Е-14-74-1 от 18.04.2024 г. дружеството предлага за утвърждаване нова преференциална цена на електрическа енергия – 308,23 лв./MWh, без ДДС.

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 790,44 лв./kNm³, (без акциз и ДДС) и при долна работна калоричност 8 291 kcal/kNm³.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии-Петров дол“ ООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	346,94	346,94	308,23	-11,16

Към заявление с вх. № Е-14-74-1 от 28.03.2024 г. „Оранжерии-Петров дол“ ООД е представило обосновка, както следва:

Производствена програма – прогнозни количества електрическа енергия-бруто 9 439 MWh, електрическа енергия за собствено потребление 449 MWh и нетна електрическа енергия 8 990 MWh. Предвижда се когенерационната инсталация да работи с натовареност в периода от октомври 2024 г. до май 2025 г. за подsigуряване на необходимата топлинна енергия за производството на „Оранжерии-Петров дол“ ООД.

Инвестиционна програма – общата стойност на активите, участващи в РБА при определяне на преференциална цена на комбинирана електрическа енергия за 2023 г., е в размер на - 270 хил. лв. (РБА = А – АМ). А = 683 хил. лв. активи, в т. ч.: 551 хил. лв. разходи за: закупуване на инсталация за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, състояща се от един когенерационен модул „MWM TCG 2020 V20“ и периферна система от компоненти към инсталацията; изработване на инвестиционен проект (работен и технически) за строеж на когенерационна централа на природен газ; присъединяване на независим производител на електрическа енергия към електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Север“ АД; система за омекотяване на водата; допълнителни СМР и др.; оборотен капитал – 132 хил. лв. и амортизация за периода на използване АМ = 953 хил. лв.

Амортизационна програма – при изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години. При изчисляване на регулаторната база на активите за стойност на активите е взета прогнозната балансова (остатъчна) стойност на активите на дружеството.

Ремонтна програма – разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя съгласно програма за сервиз, превантивна и последваща поддръжка на когенераторния модул, при цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа – 19,7 евро/час.

Променливи разходи – разходи за природен газ, при цена на природния газ от 875,26 лв./кнм³; разход за електроенергия – 95 хил. лв. и разходи за акциз на природен газ – 55 хил. лв. ($91\,185\text{ GJ} * 0,60\text{ лв./GJ} = 54\,711\text{ лв.}$).

Условно – постоянни разходи – разходи за амортизации – 410 хил. лв.; разходи за заплати (при средно-списъчен персонал – 12 души) – 478 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 89 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – 1 039 хил. лв., в т. ч.: материали за текущо поддържане – 820 хил. лв., застраховки – 25 хил. лв., данъци и такси – 140 хил. лв. и други, описани в Справка № 1 – 54 хил. лв.

Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала – при изчисляването на нормата на възвръщаемост на капитала за прогнозния период 01.07.2024 – 30.06.2025 г. е използвана прогнозната капиталова структура на дружеството към 31.12.2023 г. на база погасителните планове, формирана от договори за кредит с банка. При собствен капитал в размер на 47 хил. лв. и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 5,3%, както и привлечен капитал в размер на 829 хил. лв. при среднопретеглена норма на привличения капитал в размер на 3,38%, дружеството е изчислило норма на възвръщаемост на капитала в размер на 3,51% към 31.12.2023 г.

Към заявление с вх. № Е-14-74-1 от 18.04.2024 г. „Оранжерии-Петров дол“ ООД не е представило друга обосновка.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2 MW.

Образуване на цената:

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

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

2.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 - 2025 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,51 лв./MWh;

2.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $1,02+1,88 = 2,90$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 69,41 лв./MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии-Петров дол“ ООД за следващия ценови период са следните:

„Оранжерии-Петров дол“ ООД			
1. Справка № 2 – „РБА“	Предложение	Корекция	Изменение %

Оборотен капитал, хил. лв.	132	454	+243,94
2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:			
Природен газ, лв./km ³	790,44	750,01	-5,11%

След извършените по-горе корекции е определена следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжеви-Петров дол“ ООД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	300,35
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	122,65

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 4 046 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 4 045 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 016 хил. лв.
- и
- променливи – 2 028 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 52 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 3,51%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 989 MWh.

30. „ТЕЦ - БОБОВ ДОЛ“ АД

Дружеството е подало заявление с вх. № Е-14-33-2 от 29.03.2024 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация. Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. преференциална цена на електрическа енергия – 342,66 лв./MWh без ДДС;
2. еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 31,21 лв./MWh без ДДС;
3. еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 20,71 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ТЕЦ - Бобов дол“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	380,98	380,98	342,66	-10,06%
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща	40,00	40,00	31,21	-21,97%

вода				
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	37,68	37,68	20,71	-45,04%

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цени на горивата (без ДДС), както следва: цена на въглища – 133,55 лв./t, при калоричност 1 550 kcal/kg и цена на мазут – 1 165,63 лв./t при калоричност 9 500 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-33-2 от 03.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация, както следва: разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO₂ за последния ценовия период; заверени копия на договори/рамкови споразумения за покупко-продажба на електрическа енергия за 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях, в съответствие с изискванията на ЗЕ и ПТЕЕ; попълнена справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2022 г. и за 2023 г. (Приложение № 6). С писмо с вх. № Е-14-33-2 от 22.04.2024 г. дружеството е представило в КЕВР изискваната допълнителна информация.

Обосновката на дружеството е следната:

„ТЕЦ - Бобов дол“ АД изпълнява дейността по лицензия за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ чрез три енергийни блока по 210 MW електрическа мощност и по 25 MW топлинна мощност. Дружеството предвижда да работи в режим на комбинирано производство с един от блоковете целогодишно. За определяне на прогнозната информация за базисна година е избрана 2023 г., съгласно Указания-НВ. Дружеството планира увеличение на разходите спрямо 2023 г. с около 10%, с изключение на разходи за горива.

Производствена програма: дружеството предвижда увеличено производство на топлинна енергия във връзка със заявки за по-голямо потребление за удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

Производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и водна пара – дружеството планира отпуснатата от съоръженията топлинна енергия през новия ценови период да е в размер на 306 600 MWh с гореща вода и 459 024 MWh с водна пара. Посочва се, че тъй като потребителите на топлинна енергия са пряко присъединени към съоръженията, в прогнозата не са включени технологични разходи по преноса.

Производство на електрическа енергия – цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период, произведено от енергийния блок, който работи в топлофикационен режим, е изчислено съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство. Производството на електрическа енергия през прогнозния период от блока в топлофикационен режим е 1 664 400 MWh бруто, като в това число и 359 160 MWh от високоефективно производство, произведени съобразно топлинния товар.

Електрическа енергия за собствени нужди: процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди на топлофикационния блок е определена на 13,50%, което съответства на отчитаните до момента и включва разхода за циркулационните помпи в топлопроизводството.

Ремонтна програма (отчет и прогноза): целта на ремонтите е да се възстановят максимално номиналните параметри на съоръженията, с допускането на компромис, че забавянето на подмяна на нагревни повърхности води до повишаване на аварийността.

Ремонтите по електрофилтрите и сероочистващите инсталации са свързани с достигане и спазване на екологичните норми. За новия регулаторен период дружеството предвижда ремонтна програма отнесена към топлофикационната част на централа на стойност 19 762 хил. лв.

Инвестиционна програма – дружеството заявява, че е в ход инвестиционна програма, която продължава да се изпълнява и през новия регулаторен период. През предстоящия период „ТЕЦ - Бобов дол“ АД планира да бъде извършена рехабилитация на турбинно оборудване и съпътстващо основните ремонти подобряване ефективността на общостанционните и пречиствателните съоръжения. Като минимум се включва горивната уредба на котлите, обследване състоянието на метала на барабана, колектори, тръбопроводи на котлите и елементи на парните турбини и подмяна на такива с изчерпан технически ресурс. Ориентировъчната стойност на необходимите инвестиционни разходи за периода е 10 000 хил. лв. за цялата централа.

Регулаторна база на активите – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2023 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, възлиза на 212 673 хил. лв. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, Нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване.

Оборотен капитал – за ценови период 01.07.2023 - 30.06.2024 г. оборотният капитал за производство е в размер на 89 431 хил. лв.

Норма на възвръщаемост – използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно среднопретеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2023 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 4,14%, а изчислената обща НВ е 7,68%.

Условно-постоянни разходи: условно-постоянните разходи са изчислени на база инфлация от 10%, освен разходите за заплати и съответстващите им осигуровки и амортизациите, които са пресметнати на база линейния метод.

Разходи за амортизации – съгласно изискванията на т. 31.1, б. „б“ от Указанията-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „ТЕЦ - Бобов дол“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. разходите за амортизации са 11 729 хил. лв.

Разходи за работна заплата и осигуровки – за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. необходимите разходи са 26 075 хил. лв. - разходи за заплати и 7 122 хил. лв. за осигуровки. Средният списъчен брой на работници и служители в дружеството остава същият, както е в края на 2023 г. В прогнозата е отчетено 15% увеличение на заплатите на служителите.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите – всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период. Предвижданото подобрене на работните условия на персонала на дружеството дава своето отражение като увеличение на разходите за горива за автотранспорт, за служебни карти за пътувания, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и т.н. Отчетеният от НСИ ръст на инфлацията също ще доведе до увеличаване на условно-постоянните разходи.

Разходите за работно облекло са заложили според нормативните изисквания за осигуряване на персонала с работно облекло и предпазни средства.

Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

Променливи разходи – в променливите разходи се включват горива за производство, горива за разпалване - мазут, разходи за закупени CO₂ квоти, разходи за балансираща електроенергия, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоползване, купена електрическа енергия, депониране на пепелина и др. Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период.

Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е както следва:

Основно гориво – за прогнозния период дружеството планира горивният микс за топлофикационния блок в „ТЕЦ – Бобов дол“ АД да се състои от въглища – доставяни от „Тибиел“ ЕООД с качествени показатели оптимални за производствения процес и цена 730 лв./t усл. г., франко ТЕЦ и биомаса при цена на доставчика 89,36 лв./t.

Разходите за гориво за разпалване (мазут) са изчислени по цена 1 165,63 лева/t. Разходи за консумативи за новия ценови период възлизат на 3 579 хил. лв.

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за почистване на димни газове от серни емисии.

Квоти за емисии на парникови газове – производственият процес е свързан с изгарянето на въглищата, биомаса и мазут, в резултат на което в атмосферата се емитират парникови газове. Заради изгаряните въглища и мазут централата отделя значителни количества парникови газове. Основната суровина, която дружеството използва за производството на електрическа енергия са въглища. Принудено от постоянно нарастващите цени на емисии на борсата, дружеството предприема стъпки към изгаряне на биомаса, с цел намаляване на емитираните количества.

Емитираните количества въглероден диоксид за новия ценови период са изчислени по утвърдения формуляр за годишното докладване на емисии от ПГ от ИАОС към МОСВ, в който са попълнени прогнозното количество въглища и мазут при отчетени по верифициран годишен доклад (в приложение) за 2023 г., EF за въглища от 86,41 tCO₂/TJ и фактор на окисление от 95,06% и за мазут EF 77,40 tCO₂/TJ и фактор на окисление 100%. Така общото прогнозно количество въглероден диоксид, което се очаква да емитира топлофикационният блок на централата е изчислено на 831 191 tCO₂. Безплатни разрешителни по чл. 10а и чл. 10в Директива 2003/87/ЕС за новия ценови период не са разпределени.

Разходите за закупуване за прогнозния период – на база планираните количества въглища и мазут необходими за изпълнение на производствената програма, при цена 70,66 евро/t CO₂ валидна за новия регулаторен период.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 210,00 MW.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:
 Прогнозни емисии CO₂ – 831 191 t, съгласно заявеното от дружеството.
 Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 136,91 лв./t x 831 191 t = 113 798 хил. лв.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са 5 000 t мазут, 1 533 000 t въглища и 525 600 t ВЕИ, съгласно заявеното от дружеството.

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

3. Норма на възвръщаемост на капитала.

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

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:

$$НВ = (Д_{СК} * НВ_{СК} + Д_{ПК} * НВ_{ПК} * (1 - ДС) / (1 - ДС))$$
, където:

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

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

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

ДС – корпоративният данък по ЗКПО, %;

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

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

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

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:

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

където:

НВ_Б е безрискова норма на възвръщаемост;

НВ_П – пазарна рискова премия;

βL – лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

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 степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отражава 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 Business²⁴, 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.

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%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baal 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 и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов β коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	3%
3	Дял на собствения капитал	97%
4	Лостов β коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България (р.7=р.5+р.6)	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК (р.9=р.8+р.4*(р.7-р.8))	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци (р.10=р.6+р.8)	6,32%
11	НВ (р.11= (р.3*р.9+р.2*р.10*(1-10%))/(1-10%))	5,66%

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 5,66%.

²⁴ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	604 429,00
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	88,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цш	евро/тон	70,95
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	20 155,83

„ТЕЦ-Бобов дол“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-33-4 от 11.06.2024 г. относно Доклада, както следва:

Дружеството е изразило несъгласие по отношение на така определената цена на топлинната енергия и цена, респективно премия на електрическата енергия от ВЕКП. При умножаване на количествата по съответните цени не се получават необходимите годишни приходи, като са приложили таблица със съответните данни. Според дружеството цената на електрическата енергия трябва да им бъде определена на 337,76 лв./MWh, а не както е определена от Комисията в размер на 308,56 лв./MWh.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

Възражението на дружеството относно искане на по-висока цена за реализирана електрическа енергия от ВЕКП не се приема. Комисията е определила преференциална цена на електрическата енергия от 308,56 лв./MWh, след извършени корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ. Следва да се има предвид, че разликата между изчислените приходи от цените и количествата на електрическата и топлинната енергия, определени от Комисията и посочените в доклада необходими приходи представлява надвезтият приход от цената на квотите въглеродни емисии от предходния ценови период.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „ТЕЦ - Бобов дол“ АД за следващия ценови период са следните :

„ТЕЦ - Бобов дол“ АД			
	Предложение	Корекция	Изменение %
1. Справка 1 – „Разходи“			
1.1. Разходи за емисии парникови газове (CO ₂), хил. лв.	114 871	113 798	-0,9
2. Справка 2 – „РБА“			
2.1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	212 673	182 715	-14,09

След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„ТЕЦ - Бобов дол“ АД		лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия		308,04
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ		130,34

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	90,21
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	60,99

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 497 850 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 487 510 хил. лв., от които условно-постоянни – 75 367 хил. лв. и променливи – 412 143 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 182 715 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,66%;
 - Количество електрическа енергия – 1 439 706 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 359 160 MWh;
 - от невисокоефективно производство – 1 080 546 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 66 576 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 459 024 MWh.

31. „Топлофикация Петрич“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-71-3 от 29.05.2024 г., с което е предложило преференциална цена на електрическа енергия в размер на 588,65 лв./MWh, без ДДС.

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

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-25 от 30.11.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.12.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	320,84	320,84	588,65	+83.2%

Предложената преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 753,72 лв./кнм³ (без акциз и ДДС, при долна работна калоричност 8 000 kcal/кнм³), в т.ч. цена за пренос – 7,44 лв./кнм³, цена за капацитет – 92,03 лв./кнм³.

„Топлофикация Петрич“ ЕАД е представило следната обосновка:

1. Основна информация за дружеството

„Топлофикация Петрич“ ЕАД е търговско дружество, образувано чрез отделяне на част от предприятие от „V&VГД Оранжерии-Петрич“ ООД през м. март 2013 г., с капитал в размер на 18 504 340 лева. Дружеството има едностепенна система на управление, като

се управлява и представлява от изпълнителния директор. Едноличен собственик на капитала е „В&ВГД Оранжерии Петрич“ ООД.

2. Основна дейност

Дружеството посочва, че извършваната от него дейност отговаря на вписания в Търговския регистър предмет на дейност, а именно: производство и продажба на електрическа и топлинна енергия, съгласно лицензия № Л-435-03 от 27.02.2015 г., която е със срок от 20 години /т.е. до 2035 г./.

Основните производствени мощности са четири броя напълно идентични ТЕЦ, оборудвани с по два когенерационни модула, работещи на природен газ. Първите четири модула са въведени в експлоатация с разрешение за ползване на ДНСК през м. 02.2008 г., състоящи се от газобутален двигател тип TCG2020V20, производство на немската фирма „DEUTZ POWER SYSTEMS“. Всеки един от тях е с инсталирана електрическа мощност 1,948 MW, инсталирана топлинна мощност 2,153 MW и синхронен трифазен електрически генератор STAMFORD. На втория етап с разрешение за ползване са въведени нови четири модула на природен газ с двигател тип TCG2020V20, производство на „MWM GmbH & Germany“ със същите мощности. Двигателите са купирани със синхронни трифазни електрически генератори.

В сградите на централите са разположени спомагателни съоръжения /помпи, вентилатори, топлообменници, табла/, съоръжения за каталитично почистване на изгорелите газове и контролно-управляващо оборудване. Произведената енергия се трансформира чрез повишаващи трансформатори, монтирани в сградите на централите, в енергия с напрежение 20kV. Чрез подземни силови кабели електрическата енергията се пренася до възлова станция 20kV, килиите изход 20kV се свързват към подстанция „Петрич“ 110/20kV, където се осъществява търговското мерене на продаваната електрическа енергия.

За подsigуряване на допълнителните нужди от топлинна енергия дружеството работи и с девет броя водогрейни котли, като всеки един е с номинална мощност 3,5 MW, пригодени да работят на природен газ и на резервно гориво.

Посредством инсталацията за високоефективно комбинирано производство ТЕЦ1, ТЕЦ2, ТЕЦ3 и ТЕЦ4 се добива електрическа енергия с минимален капацитет 15,584 MW.

3. Ценообразуващи елементи

3.1. Производствена програма на „Топлофикация Петрич“ ЕАД

Прогнозната работа на ТЕЦ1, ТЕЦ2, ТЕЦ3 и ТЕЦ4, в структурата на „Топлофикация Петрич“ ЕАД през новия регулаторен период 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г., е предопределена от нуждите на основните клиенти на дружеството, потребители на топлинна енергия. В Приложение № 9 „Спецификация“ от предложения ценови модел, дружеството е заложило топло-електрическите централи да работят основно в периода м. октомври 2024 г. – м. април 2025 г., т.е. през зимния период, като най-натоварени са месеците декември 2024 г. – март 2025 г.. Според дружеството са възможни леки отклонения в производствената програма в случай на непредвидени климатични отклонения от нормалните за съответните периоди. Дружеството е приложило производствена програма за ценовия период 1.07.2024 г. - 30.06.2025 г.

3.2. Регулаторна база на активите

В регулаторната база на активите участват всички активи, присъщи на едно топлофикационно дружество, а именно:

- ТЕЦ1, ТЕЦ2, ТЕЦ3 и ТЕЦ4 с прилежащите им системи, описани по-горе,
- Котелни централи на природен газ и резервно гориво,
- Топло-преносна мрежа.

За целите на регулирането дружеството е приело срок на амортизиране на активите, включени в регулаторната база на активите – 15 години, приети за нормален

срок за амортизиране от КЕВР, с изключение на сградите, за които е приета 4% годишна амортизационна норма. На тази основа са изчислени разходите за амортизации за новия регулаторен период, както и натрупаните към момента амортизации. Дружеството е представило списък на активите по счетоводен план към 31.12.2022 г.

През новия регулаторен период дружеството предвижда основен ремонт или подмяна на по-голяма част от генераторите поради достигане на максималните моторчасове работа на двигателите. Към момента дружеството е набавило оферта за закупуването на нови двигатели с аналогични показатели, както и обсъжда вариант с доставчика за извършване на основен ремонт и удължаване живота на когенерационните инсталации с още 60 000 моторчаса.

В Справка „Регулаторна база на активите“, активите на „Топлофикация Петрич“ ЕАД са разпределени в зависимост от тяхното участие за:

- производство на електрическа енергия;
- общи за производство на топлинна и електрическа енергия;
- производство и пренос на топлинна енергия.

3.3. Норма на възвръщаемост на капитала

В справка „Норма на възвръщаемост на капитала“ е отразена капиталовата структура към предходен регулаторен период, за да се избегне аномалията от чисто счетоводното напълно амортизиране на активите, и която амортизация, директно се отнася в загуба и изкривява стойността на собствения капитал на дружеството, инвестиран в производството на топлинна и електрическа енергия, а именно:

- собствен капитал - 24 475 хил. лв.
- кредитни средства - 16 266 хил. лв., при договорен годишен лихвен процент в размер на 4%.

Към 30.06.2024 г. прогнозното салдо на дължимата главница ще бъде 16 266 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е на ниво от 7,00%, прието и утвърдено от КЕВР.

Съгласно приетите от КЕВР указания нормата на възвръщаемост за новия регулаторен период 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. е 6,27%.

3.4. Разходи за производството на електрическа и топлинна енергия.

Разходи за амортизация

Предвидените разходи за амортизация през новия регулаторен период в размер на 1 488 хил. лв. са подробно представени в т.3.2. от приложена техника – икономическа обосновка. Дружеството е посочило, че през изминалия регулаторен период не е начислявана амортизация на машини, оборудване и съоръжения на ко-генерационната централа поради неосъществяване на дейност.

Разходи за ремонт.

В ремонтната програма на дружеството са заложили необходимите разходи за основен ремонт на всички 8 броя газобутални двигатели с прилежащите им генератори и съпътстващи съоръжения – електро инсталации, топлообменници и пр. За всеки ТЕЦ са предвидени средно 1 000 хил. евро на база необходими дейности за изпълнение и събрани оферти.

Разходите за ремонт отново са разпределени на база участието на активите в съответното производство – електрическа енергия (генератори, електро съоръжения към тях и прилежащите им връзки), топлинна енергия (топлообменници, помпи и пр.) и общи за двата продукта (двигатели с прилежащите им съоръжения и връзки).

Заплати и осигуровки

Дружеството не е предвидило увеличение на броя на персонала, работещ в „Топлофикация Петрич“ ЕАД. Заложените през новия регулаторен период разходи за заплати и осигуровки отразяват единствено тяхното увеличение, направено в началото на

годината.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности

Общата стойност на прогнозираните разходи, пряко свързани с регулираните дейности през новия регулаторен период 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г., е в размер на 835 хил. лв., като в тях са включени необходимите разходи за функциониране на дейността на база отчетни разходи по съответните направления и въз основа на производствената програма.

Основните пера в разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са както следва:

- материали за текущо поддържане – 41 хил. лв.
- разходи за застраховки и разходи за данъци – 108 хил. лв.
- разходи за абонаментно поддържане на ТЕЦ1, ТЕЦ2, ТЕЦ 3 и ТЕЦ 4 – 100 хил. лв.
- проверка на уреди - 15 хил. лв.
- въоръжена охрана - 15 хил. лв.
- недовзет приход от предходен регулаторен период - 465 хил. лв. изчислен на база непокрити, признати от КЕВР разходи от реализираните приходи за регулаторен период 2022-2023 г.
- други разходи - 84 хил. лв.

Променливи разходи

Дружеството посочва, че прогнозните променливи разходи за новия регулаторен период са в резултат и отговарят на определената производствена програма на четирите ТЕЦ-а в структурата на „Топлофикация Петрич“ ЕАД, а именно:

- разход на природен газ - 4 995 хил. лв., при цена на природния газ в размер на 753,72 лв./kpm³
- разходи за вода - 20 хил. лв.
- разходи за акциз на природен газ - 151 хил. лв.
- разход за електрическа енергия - 320 хил. лв.
- разходи за консумативи - 250 хил. лв., включващи необходимите разходи за масла, реагенти, смяна на свещи и пр.
- разходи за външни услуги - 50 хил. лв.

Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 15,584 MW.

Образуване на цените:

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

- При признати прогнозни разходи за ремонт за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 1 960 хил. лв. дружеството не е отчетло такива разходи. В тази връзка разходите за ремонт са коригирани до размера на същата стойност. Основният ремонт на 8 броя газобутални двигатели е с инвестиционен характер и следва да се отрази в увеличение на ДМА - участващи в регулирането, след като бъде извършен. Съгласно т. 18 от Указания – НВ *„разходите за ремонт включват сумата на текущите разходи, без разходи, които увеличават стойността на активите за различните дейности и съответно продукти и разходи. Разходите за ремонт не са елемент от останалите видове разходи“*.

- Посоченият от дружеството недовзет приход за регулаторен период 2022 г. - 2023 г. не се признава като ценообразуващ елемент.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена

стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружеството, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;
 2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 60,86 лв./MWh;
 3. Пренос – 0,69 лв./MWh;
 4. Достъп – 8,56 лв./MWh;
- Крайна цена на природен газ – 70,11 лв./MWh.**

„Топлофикация Петрич“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-71-4 от 24.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции, както следва:

„Топлофикация Петрич“ ЕАД възразява по отношение на намалените разходи за ремонт в размер на 1 960 хил. лв., тъй като не се признават разходите за основен ремонт за двигателите. Дружеството посочва, че включването на разходите за ремонт на осемте двигателя е от изключителна важност и значение, тъй като считано то 06.02.2023 г. „Топлофикация Петрич“ ЕАД е в производство по несъстоятелност (решението, с което е открито производството все още не е влязло в сила и предстои разглеждане от Върховния касационен съд). В тази връзка „Топлофикация Петрич“ ЕАД заявява, че единственият шанс да заработи отново нормално е да бъде извършен въпросният ремонт на осемте двигателя. Дружеството посочва, че е необходимо да се акумулират средства, а подсигуриването им чрез банково кредитиране е невъзможно, предвид производството по несъстоятелност. Дружеството обосновава горното искане за включване на ремонта като единствен вариант за изход от така създалата се ситуация.

В допълнение към горното дружеството възразява и срещу начина на разпределение на разходите за ремонт между топлинната и електрическата енергия.

От дружеството настояват да бъде запазено съотношението, което са отчели сами - 0,50 за електрическа енергия, 0,05 за топлинна енергия и 0,45 за електрическа и топлинна енергия, а именно:

„Топлофикация Петрич“ ЕАД		
Справка № 1 – „Разходи“	Предложение	Признати от КЕВР
1. Разходи за ремонт, отнесени към производството на електрическа енергия, хил. лв.	3 942	980
2. Разходи за ремонт, отнесени към производството на топлинна енергия, хил. лв.	394	98
3. Разходи за ремонт, отнесени към двата продукта, хил. лв.	3 548	882
Общо, хил. лв.:	7 884	1 960

Дружеството възразява и по отношение на определянето на прогнозната пазарна цена на природния газ за новия регулаторен период, а именно:

Прогнозните цени по тримесечия, с включени към тях „цена за задължения към обществото“ и компонента за дейността „обществена доставка на природен газ“, са следните:

	Q3/ Трето тримесечие 2024 г.	Q4/ Четвърто тримесечие 2024 г.	Q1/ Първо тримесечие 2025 г.	Q2/ Второ тримесечие 2025 г.	Регулаторен период 01.07.2024 г.- 30.06.2025 г.
Прогнозни цени на природния газ по чл. 24,	58,67	66,50	70,41	58,67	63,56

ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ, лв./MWh				
---	--	--	--	--

В тази връзка дружеството посочва, че същата би следвало да залегне в цената на „Топлофикация Петрич“ ЕАД, като изчислява:

- Прогнозна индивидуална цена на природния газ в размер на 63,56 лв./MWh;
- Пренос в размер на 0,69 лв./MWh;
- Достъп в размер на 8,56 лв./MWh;

Дружеството изчислява, че крайната цена на природния газ би следвало да бъде: 72,81 лв./MWh, а не 70,11 лв./MWh.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

Възражението по отношение на невключването на разходите за ремонт на осемте двигателя не се приема. Основният ремонт е с инвестиционен характер, увеличава стойността на активите и следва да се отрази в увеличение на ДМА - участващи в регулирането, след като бъде извършен.

Възражението по отношение на начина на разпределение на разходите за ремонт между топлинната и електрическата енергия не се приема. Комисията не е промяла съотношението, което е предложило дружеството за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Дружеството не е извършвало дейност и не е представило отчети за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2024 г. При признати прогнозни разходи за ремонт за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 1960 хил. лв. дружеството не е отчетло такива разходи.

Възражението по отношение на определянето на прогнозната индивидуална цена на природния газ за новия регулаторен период не се приема. Комисията не е извършила корекции на предложената от дружеството цена на природния газ.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация Петрич“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация Петрич“ ЕАД			
Справка № 1 – „Разходи“	Предложение	След корекция	Изменение, %
Условно-постоянни разходи, хил. лв., в т.ч.:			
1. Разходи за ремонт, отнесени към производството на електрическа енергия, хил. лв.	3 942	520	-86%
2. Разходи за ремонт, отнесени към производството на топлинна енергия, хил. лв.	394	200	-49%
3. Разходи за ремонт, отнесени към двата продукта, хил. лв.	3 548	1 240	-65%
4. Недовзет приход за регулаторен период 2022 г. - 2023 г., хил. лв.	465	0	-100%

След извършените по-горе корекции са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация Петрич“ ЕАД	
	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	337.56
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	159.86

Ценообразуващи елементи на изчислените цени:

- Необходими годишни приходи – 10 326 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 9 742 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 956 хил. лв. и променливи – 5 786 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 9 308 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 6,27%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 22 310 MWh

След проведеното обществено обсъждане на 13.06.2024 г., с писмо с вх. № Е-12-00-279 от 21.06.2024 г., г-н Ясен Цветанов е представил следното писмено становище:

1. Г-н Цветанов посочва, че цената на топлинната енергия, заявена от „Топлофикация София“ ЕАД за новия регулаторен период (2024 г. – 2025 г.) е в размер на 125,08 лв./MWh, а предложената цена в Доклада на КЕВР е 128,25 лв./MWh, без обосновка;

2. Г-н Цветанов посочва, че в предложената цена на топлинната енергия за новия регулаторен период в размер на 128,25 лв./MWh, не е включено по никакъв начин намалението с 27,30 лв./MWh, записано на стр. 34 от Доклада;

3. Предлага примерен начин за връщане на „неправомерно“ взетите според него около 199,8 млн. лв. от „Топлофикация София“ ЕАД за настоящия регулаторен период (2023 г. – 2024 г.). Предложението на г-н Цветанов предвижда, надвзетите суми да се приспадат от новите суми, които „Топлофикация София“ ЕАД следва да получи от ФСЕС в следващия регулаторен период (2024 г. – 2025 г.);

4. Изразява становище, че „Топлофикация София“ ЕАД продава топлинна енергия без задължителните писмени договори, изисквани съгласно разпоредбата на чл. 149, ал. 1 от ЗЕ, което представлява закононарушение според него;

5. Информира за съществуването на две тълкувателни решения на ВКС, публикувани на сайта на „Топлофикация София“ ЕАД, от които ставало видно, че при продажба на топлинна енергия се прилагат разпоредбите на ЗЕ, както и че продажбата на топлинната енергия ставало единствено чрез писмен договор;

6. Информира, че е изпратил в КЕВР сигнал (с вх. №Е-19-00-2/05.06.2024 г.), с два приложения към него документа на ръководството на „Топлофикация София“ ЕАД, в който сигнал се заявява ясно и еднозначно, че „Топлофикация София“ ЕАД не е доставчик на топлинна енергия в СЕС, а е само топлопреносно предприятие, поради което не е необходимо да сключва писмени договори за продажба на топлинна енергия в СЕС;

7. Изразява становище, че КЕВР без правно основание, предвижда чрез Доклада продажбата на милиони мегавати топлинна енергия от „Топлофикация София“ ЕАД в СЕС, въпреки че дружеството не е доставчик на топлинна енергия;

8. Изразява становище, че КЕВР предвижда в Доклада си извършване на закононарушение от „Топлофикация София“ ЕАД, касаещо планирана продажба на топлинна енергия от дружеството, в пълно противоречие с разпоредбите на ЗЕ;

9. Посочва, че средните суми, изплащани от ФСЕС на „Топлофикация София“ ЕАД, без да се включват последните две години (2022 г. и 2023 г.) възлизат на около 123 млн. лв./год. Счита, че увеличаването на премията за електрическа енергията по чл.33а от ЗЕ от 100,99 лв./MWh с още 265,00 лв./MWh до 365,99 лв./MWh, представлява кръстосано субсидиране;

10. Изразява становище, че множество други топлофикации ще получават значително по-ниска премия по чл. 33а от ЗЕ, спрямо „Топлофикация София“ ЕАД;

11. Посочва, че „Топлофикация София“ ЕАД е получила общо над 812 млн. лв. премия по чл. 33а от ЗЕ за 2022 г. и за 2023 г., а дефицитът във ФСЕС е около 450 - 550 млн. лв. Счита, че не е редно да се повишава цената на електрическата енергия, за да се попълни дефицита във ФСЕС;

12. Г-н Цветанов цитира чл. 69 и чл. 31 от ЗЕ, съгласно които цените, определени от КЕВР, трябва да са недискриминационни, основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин, като възстановяват икономически обосноваването на разходи за дейността на енергийните предприятия;

13. Изказва становище, че за 18 години (от 2005 г. до края на 2023 г.), в „Топлофикация София“ ЕАД са потънали над 5,5 млрд. лева;

14. Изказва становище, че за 18 години (от 2005 г. до края на 2023 г.), загубите на „Топлофикация София“ ЕАД, поради ниска ефективност, са над 3,3 млрд. лв, без да са включени загубите от квоти;

15. Цитира чл. 55 и чл. 59 от Закона за задълженията и договорите и прави извод, че законът императивно задължава „Топлофикация София“ ЕАД да върне обратно в пълен обем надветите суми на клиентите и че не съществува правна възможност за приспадането на същите от бъдещи или други вземания под каквато и да било форма. Твърди, че „Топлофикация София“ ЕАД е получила без основание около 199,8 млн. лв. от клиентите си. Счита, че законът изключва възможността КЕВР да постанови законосъобразно решение, при което половината или каквато и да било друга част от надветите суми от „Топлофикация София“ ЕАД, да не се върне на клиентите на дружеството. В подкрепа на твърденията си, г-н Цветанов съпоставя данните от стр. 34 от Доклада на КЕВР в частта „Корекция по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ“ и определените прогнозни цени на КЕВР от стр. 39. Посочва, че за новия регулаторен период Комисията не е отразила намаление на цената на топлинната енергия поради връщане на надвети суми, въпреки че е записала в Доклада, че стойността на топлинната енергия трябва да се намали с 27,30 лв./ MWh. Прави извод, че цената на топлинна енергия за новия регулаторен период трябва да е по-ниска от заявената от дружеството и сумите да бъдат възстановени в пълен размер. Според г-н Цветанов, безпокойство буди и фактът, че само половината сума от посочената като надветата от „Топлофикация София“ ЕАД, е предвидена за възстановяване. Посочва, че цената на топлинната енергия за новия регулаторен период трябва да бъде намалена с 54,60 лв./MWh, вместо посочените 27,30 лв./MWh.

16. По отношение на цената на електрическата енергия за новия регулаторен период г-н Цветанов допълва твърденията си, развити в т.11, а именно, че повишаването на цените е икономически необосновано и нецелесъобразно. Изразява безпокойство, че чрез цената на електрическата енергия, „КЕВР ще пълни незаконно изпразнения ФСЕС“ в резултат на кръстосаното субсидиране на „Топлофикация София“ ЕАД. Отбелязва, че цената на електрическата енергия винаги е влияела пряко върху приходите от ФСЕС, независимо от кого и как се покриват натрупаните загуби. В подкрепа на твърденията си, цитира изказвания на служебният министър на енергетиката г-н Владимир Малинов, в различни медии.

След обсъждане на становището на г-н Ясен Цветанов, изразено на проведеното обществено обсъждане, както и предоставено с писмо с вх. № Е-12-00-279 от 21.06.2024 г., Комисията счита:

Неоснователни са твърденията на г-н Цветанов, че заявената от „Топлофикация София“ ЕАД цена на топлинната енергия е завишена необосновано от КЕВР. В мотивите на настоящото решение – в общия подход и в частта, касаеща „Топлофикация София“ ЕАД, са изложени подробни съображения за ценообразуващите елементи на цената на топлинната енергия и преференциалната цена и премия на електрическата енергия на „Топлофикация София“ ЕАД.

Неправилно и несъобразено с нормативната уредба е становището относно установения надвет приход от „Топлофикация София“ ЕАД и свързаните с него корекции

на необходимите годишни приходи. В противоречие с нормативната уредба е разбирането, развито в становището, че надвзетият приход следва да бъде възстановен на потребителите по реда на чл. 50 и чл. 59 от ЗЗД – като неоснователно обогатяване.

Надвзетият или недозвет приход на топлофикационните дружества е сумата, формирана в резултат на натрупаните разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и за квоти за въглеродни емисии през съответния регулаторен период и се отразява в увеличение или намаление на прихода на съответното дружество. В съответствие с чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ, при утвърждаване на цените на топлинната енергия и определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за следващия регулаторен/ценови период, при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, необходимите годишни приходи се коригират с тази разлика по нормативно предвидена формула. Корекцията може да бъде разсрочвана изцяло или частично при спазване на принципите по ЗЕ.

В съответствие с горепосоченото за всяко дружество, при установени разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии, са коригирани необходимите годишни приходи за следващия регулаторен/ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. За настоящия ценови период, Комисията е възприела подход за възстановяване на надвзетите суми, а именно същите да се приспадат от сумите, които дружествата ще получават от Фонд „СЕС“.

Предвид горното, е извършена корекция на необходимите годишни приходи на „Топлофикация София“ ЕАД. Корекцията е отразена в раздел „Образуване на цените“, в таблицата озаглавена „Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ“. В същата се съдържа подробна информация как и въз основа на какви данни е извършена корекцията на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ.

Също така, Комисията е разгледала възможностите за възстановяване на надвзетия приход от „Топлофикация София“ ЕАД, изчислен в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, и с оглед прилагане на общия принцип по чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, е избран най-оптималният вариант. В тази връзка надвзетият приход е отразен в намаление на определената стойност на премията по чл. 33а от ЗЕ. Предвид това твърдението на г-н Цветанов, че надвзетият приход от „Топлофикация София“ ЕАД не е изваден от премията по чл. 33а от ЗЕ, която „Топлофикация София“ ЕАД ще получава от ФСЕС за следващия регулаторен период, е невярно. Надвзетият приход е приспаднал, в резултат на което е определената по-ниска стойност на премията по чл. 33а от ЗЕ в размер на 100,99 лв./MWh, вместо 365,99 лв./MWh. Комисията е възприела подход за възстановяване на надвзетите суми, а именно същите да се приспадат от сумите, които „Топлофикация София“ ЕАД ще получава от Фонд „СЕС“ през новия регулаторен период. Този подход съвпада с предложението от г-н Цветанов. В тази връзка невярно е и следващото твърдение на г-н Цветанов, че е увеличена премията за електрическа енергията по чл. 33а от ЗЕ от 100,99 лв./MWh с още 265,00 лв./MWh до 365,99 лв./MWh, което представлявало кръстосано субсидиране. Предложената стойност на премията за електрическа енергията по чл. 33а от ЗЕ е 100,99 лв./MWh и не се предвижда увеличение с 265,00 лв./MWh до 365,99 лв./MWh.

Предвид горното при утвърждаване на цените на топлинната енергия и определяне на преференциалната цена и премия за електрическата енергия на „Топлофикация София“ ЕАД КЕВР е спазила изискванията на нормативната уредба.

На следващо място, твърдението на г-н Цветанов, че множество други топлофикации ще получават значително по-ниска премия по чл. 33а от ЗЕ, спрямо „Топлофикация София“ ЕАД, е неоснователно и некоректно. Подробни съображения за ценообразуващите елементи на цената на топлинната енергия, преференциалната цена и премията на електрическата енергия на всяко топлофикационно дружество са изложени в мотивите на настоящото решение – в общия подход и в частта, отнасяща се за съответното дружество. Комисията анализира представените от дружествата данни, съпоставя със служебно известната на КЕВР информация и извършва необходимите изчисления, представени в настоящото решение.

По отношение на твърдението на г-н Цветанов, че повишаването на цената на електрическата енергия е с цел да се попълни дефицита във Фонд „СЕС“, следва да се посочи, че същото е невярно. Дефицитът във Фонд „СЕС“ ще бъде компенсиран от държавния бюджет, съгласно решение на Министерския съвет. Следва да се отбележи, че в чл. 36д от ЗЕ е регламентиран начинът за набиране на средства във ФСЕС, а в чл. 36б от ЗЕ е регламентирана целта на създаването на Фонда, а именно за управление на средствата за покриване на определени разходи и компенсации.

В допълнение, следва да се отбележи, че сравняването на данните от стр. 34 от Доклада, където е предложението на дружеството за „Корекция по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ“, с определените прогнозни цени на стр. 39 от същия доклад е некоректно, тъй като г-н Цветанов сравнява първоначално представените данни от дружеството без да се отчитат извършените проверки, анализи и корекции по действащите правила от страна на Комисията.

По отношение на цитираните от г-н Цветанов чл. 69 и чл. 31 от ЗЕ, съгласно които цените, определени от КЕВР, трябва да са недискриминационни, основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин, като възстановяват икономически обосноваваните разходи за дейността на енергийните предприятия, следва да се има предвид, че основополагащ принцип в работата на Комисията е спазване върховенството на закона, осигуряване на равнопоставеност и защита от дискриминация. Внушения в обратната посока, са необосновани.

По отношение на направения от г-н Цветанов преглед на нормативната уредба, а именно определени текстове от ЗЕ и ЗЗД, касаещи предоставянето на услугата „топлоснабдяване“ от „Топлофикация София“ ЕАД; предоставянето на информация за тълкувателни решения на ВКС, относно предоставянето на услугата „топлоснабдяване“ от „Топлофикация София“ ЕАД; твърденията, че дружеството не е доставчик на топлинна енергия; твърденията във връзка с финансовото състояние на дружеството, неговата ефективност, подадения от г-н Цветанов сигнал в КЕВР с вх. № Е-19-00-2 от 05.06.2024 г., следва да се посочи, че същите са неотнормирани към предмета на настоящото административно производство.

Изказвания по т.2.:

Докладва Б. Паунов. След проведеното открито заседание и обществено обсъждане, са постъпили становища и възражения от редица дружества, както и от г-н Ясен Цветанов. Всички възражения и становища са разгледани. Имало е основателни възражения от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД и „Топлофикация - Бургас“ АД и те са отразени в настоящото решение. Вследствие на новите данни премията за високоефективно комбинирано производство по чл. 33а на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД става от 55,40 лв./MWh на 63,65 лв./MWh, а на „Топлофикация - Бургас“ АД от 152,84 лв. на 152,29 лв. В хода на разглеждане на заявленията са установени още две технически грешки по отношение на цената на природния газ: използвани са миналогодишните цени. След нанесените корекции се е променила премията на следните две дружества: „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД: от 130,86 лв./MWh на 130,34

лв./MWh и на „Брикел“ ЕАД: от 363,17 лв./MWh на 363,45 лв./MWh. Във връзка с това на стр. 188 и стр. 233 (в частта на „Брикел“ ЕАД), където е записано: *Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 268 100 MWh*, следва да се допълни: *в това число 17 270 MWh собствено потребление.*

Същото се отнася и за „Солвей Содис“ АД (стр. 192 и стр. 234): *Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 172 030 MWh в т.ч. собствено потребление - 168 786 MWh.*

Б. Паунов прочете диспозитива на проекта на решение, което работната група предлага:

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8б, чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 33а, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 и чл. 37 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 24б, чл. 49, ал. 1 и чл. 56 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и Указанията за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“, приети с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

считано от 01.07.2024 г., утвърждава пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, както следва (изписани 31 бр. дружества от сектора).

Ив. Н. Иванов обобщил, че има корекции за „ЕВН Топлофикация – Пловдив“, „Топлофикация - Бургас“ АД, както и две технически грешки, които са отстранени.

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

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8б, чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 33а, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 и чл. 37 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 24б, чл. 49, ал. 1 и чл. 56 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и Указанията за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“, приети с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

считано от 01.07.2024 г., утвърждава пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, както следва:

1. На „Топлофикация София“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 278,69 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 100,99 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 128,25 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 2 от ЗЕ – 124,40 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 915 418 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 889 066 хил. лв., от които условно-постоянни – 207 256 хил. лв. и променливи – 681 810 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 429 721 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6.13%;
 - Количество електрическа енергия – 774 247 MWh, в т.ч.:
 - количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 738 247 MWh;
 - комбинирана електрическа енергия – 36 000 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 853 214 MWh.

2. На „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 241,35 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 63,65 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 127,19 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 2 от ЗЕ – 126,19 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 118 251 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 107 528 хил. лв., от които условно-постоянни – 29 401 хил. лв. и променливи – 78 127 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 162 564 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,60%;
 - Количество електрическа енергия – 277 700 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 264 108 MWh;
 - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 13 592 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 221 803 MWh.

3. На „Топлофикация - Плевен“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 248,78 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 71,08 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 90,02 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 84,77 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 143 167 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 139 664 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 849 хил. лв. и

променливи – 115 815 хил. лв.;

- Регулаторна база на активите – 53 852 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 6,50%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 370 000 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 195 100 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 33 400 MWh.

4. На „Топлофикация - Бургас“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 329,99 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 152,29 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 81,77 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 53 295 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 51 902 хил. лв., от които условно-постоянни – 12 555 хил. лв. и променливи – 39 347 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 21 344 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,53%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 102 482 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 116 422 MWh.

5. На „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 254,29 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 76,59 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 131,86 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 31 332 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 28 853 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 473 хил. лв. и променливи – 21 380 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 34 986 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 7,09%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 658 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 60 912 MWh.

6. На „Топлофикация – Враца“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 322,94 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 145,24 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 100,25 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 33 112 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 32 294 хил. лв., от които условно-постоянни – 9 071 хил. лв. и променливи – 23 222 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 12 330 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 6,64%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 335 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 86 485 MWh.

7. На „Топлофикация-ВТ“ АД, гр. Велико Търново

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 493,17 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 315,47 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 128,61 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 16 240 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 16 019 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 397 хил. лв. и променливи – 11 622 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 3 151 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 7,03%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 18 300 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 36 127 MWh.

8. На „Топлофикация-Разград“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 191,00 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 13,30 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 131,08 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 7 622 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 7 248 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 423 хил. лв. и променливи – 4 824 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 5 526 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,78%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 300 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 21 310 MWh.

9. На „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 654,65 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 90,79 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 1 746 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 1 708 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 084 хил. лв. и променливи – 624 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 2 188 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 4,71%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 019 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 419 MWh.

10. На „Топлофикация Русе“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 508,92 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 331,22 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 92,92 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 121,55 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 190 084 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 186 073 хил. лв., от които условно-постоянни – 43 459 хил. лв. и променливи – 142 614 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 64 597 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,21%;
 - Количество електрическа енергия – 295 303 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 295 174 MWh;
 - от некомбинирано производство – 129 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 965 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 319 679 MWh.

11. На „Топлофикация - Перник“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 469,11 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 291,41 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 107,59 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 58,50 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 185 506 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 180 286 хил. лв., от които условно-постоянни – 36 193 хил. лв. и променливи 144 093 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 96 499 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,41%;
 - Количество електрическа енергия – 274 951 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 265 951 MWh;
 - от невисокоефективно комбинирано производство – 9 000 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 228 971 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 281 400 MWh.

12. На „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 460,45 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 282,75 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 93,34 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 80,80 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 90 097 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 87 510 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 785 хил. лв. и променливи – 63 725 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 30 681 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 7,68%;
 - Количество електрическа енергия – 141 533 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 135 406 MWh;
 - от невисокоефективно производство – 6 127 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 103 566 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 144 313 MWh.

13. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 68,69 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи 6 162 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 6 107 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 038 хил. лв. и променливи – 70 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 9 742 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 0,56%;
 - Количества топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 85 225 MWh.

14. На „КОГРИЙН“ ООД - гр. Първомай

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 354,32 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 176,62 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 125,54 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 15 035 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 14 308 хил. лв., от които условно-постоянни – 7062 хил. лв. и променливи – 7246 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 13 593 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,34%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 30 280 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh.

15. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 382,21 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 204,51 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 9536 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 8 953 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 351 хил. лв. и променливи – 4 602 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 9 420 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,19%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 160 MWh.

16. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 383,36 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 205,66 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 7246 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 6839 хил. лв., от които условно-постоянни – 3183 хил. лв. и променливи – 3656 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 6457 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,31%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 199 MWh.

17. На „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 447,16 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 269,46 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 4152 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 3932 хил. лв., от които условно-постоянни – 2165 хил. лв. и променливи – 1767 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 3985 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,53%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7147 MWh.

18. На „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 261,49 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 83,79 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 7 118 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 6 847 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 785 хил. лв. и променливи – 4 062 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 5 192 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,42%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 900 MWh.

19. На ЧЗП „Румяна Величкова“

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 260,48 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 82,78 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 72,13 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 1 910 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 910 хил. лв., от които условно-постоянни – 634 хил. лв. и променливи – 1 276 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 3 449 хил. лв.;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 700 MWh.

20. На „Алт Ко“ ООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 188,98 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 11,28 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 2553 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2500 хил. лв., от които условно-постоянни – 861 хил. лв. и променливи – 1639 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 1155 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,58%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8070 MWh.

21. На „Брикел“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 541,15 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 363,45 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 104,22 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 230 035 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 218 558 хил. лв., от които условно-постоянни – 50 602 хил. лв. и променливи – 167 956 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 180 051 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,37%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 268 100 MWh, в т.ч. собствено потребление – 17 270 MWh.
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 14 201 MWh.

22. На „Солвей Соди“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 655,07 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 477,37 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара - 45,32 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 228 817 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 221 473 хил. лв., от които условно-постоянни – 39 395 хил. лв. и променливи – 182 078 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 141 218 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 5,20%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 172 030 MWh, в т.ч. собствено потребление – 168 786 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 562 323 MWh.

23. На „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 573,45 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 395,75 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 228,26 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 9 272 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 8 992 хил. лв., от които условно-постоянни – 4227 хил. лв. и променливи – 4 765 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 5 389 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,20%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 635 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 34 000 MWh.

24. На „Декотекс“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 449,91 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 272,21 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 109,90 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 109,90 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 3 700 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 3 513 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 989 хил. лв. и променливи – 1 524 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 3 514 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,32%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 050 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 190 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 163 MWh.

25. На „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 306,44 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 128,74 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 152,62 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара –

144,60 лв./MWh;

5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 5 423 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 5 273 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и променливи – 3 606 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 1 936 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 7,78%;
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 437 MWh;
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 8 736 MWh;
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 168 MWh.

26. На „Димитър Маджаров - 2“ ЕООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 304,59 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 126,89 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 852 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 852 хил. лв., от които условно-постоянни – 696 хил. лв. и променливи – 156 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 3 418 хил. лв.;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1100 MWh.

27. На „Овердрайв“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 462,50 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 863 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 840 хил. лв., от които условно-постоянни – 376 хил. лв. и променливи – 464 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 290 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 7,78%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 050 MWh.

28. На „Нова Пауър“ ЕООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 381,51 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 203,81 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 2 374 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 207 хил. лв., от които условно-постоянни – 864 хил. лв. и променливи – 1 343 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 2 990 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,61%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 958 MWh.

29. На „Оранжерии-Петров дол“ ООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 300,35 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 122,65 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 4 046 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 4 045 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 016 хил. лв. и променливи – 2 028 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 52 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 3,51%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 989 MWh.

30. На „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 308,04 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 130,34 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 90,21 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 60,99 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 497 850 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 487 510 хил. лв., от които условно-постоянни – 75 367 хил. лв. и променливи – 412 143 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 182 715 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,66%;
 - Количество електрическа енергия – 1 439 706 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 359 160 MWh;
 - от невисокоефективно производство – 1 080 546 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 66 576 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 459 024 MWh.

31. „Топлофикация Петрич“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 337,56 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 159,86 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 10 326 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 9 742 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 956 хил. лв. и променливи – 5 786 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 9 308 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 6,27%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 22 310 MWh

В заседанието по **точка втора** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Александър Йорданов и Благой Голубарев.

Решението е взето с **три гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов – за, Благой Голубарев - за), от които **два гласа** (Александър Йорданов, Благой Голубарев) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията, след като разгледа заявления с вх. № Е-13-01-7 от 01.04.2024 г. и вх. № Е-13-01-7 от 30.04.2024 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, вх. № Е-13-41-49 от 29.03.2024 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, вх. № Е-13-62-39 от 29.03.2024 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ 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-13-262-113 от 01.04.2024 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-49-10 от 01.04.2024 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-273-35 от 29.03.2024 г. от „Електроразпределение Север“ АД, 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-13-09-10 от 29.03.2024 г. от „Електроразпределение Златни пясъци“ 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, писмо с вх. № Е-04-64-9 от 13.05.2024 г. от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, събраните данни и доказателства от проведените на 11.06.2024 г. открито заседание и на 13.06.2024 г. обществено обсъждане, установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 1, 6, 9, 10, 13 и 17 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежат цените: по които производителите в рамките на определената им от Комисията разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ продават електрическа енергия на обществения доставчик; по които общественият доставчик продава на крайните снабдители изкупената на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ електрическа енергия; по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа, на ниво ниско напрежение; за достъп и/или за пренос до/през електропреносната мрежа; за достъп и/или за пренос до/през електроразпределителните мрежи и „цената за задължения към обществото“, съставляваща цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: за компенсиране на невъзстановяеми разходи и разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото.

Според чл. 35, ал. 2, т. 3 и т. 3а от ЗЕ за произтичащи от наложени задължения към обществото се приемат разходите от задължения за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени по чл. 162 от ЗЕ и по чл. 31 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ), както и разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ.

За електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW, Комисията определя премии, като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин (чл. 33а от ЗЕ).

Комисията определя на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) с обща инсталирана мощност от 500 kW и над 500 kW премии, като разлика между определената до влизане в сила на Закона за изменение и допълнение на

Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.) преференциална цена, съответно актуализирана преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник – § 28, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.).

По силата на чл. 366, 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.

Сформираната със Заповед № 3-Е-144 от 16.05.2024 г. на председателя на КЕВР работна група е извършила анализ на данните, съдържащи се в подадените от енергийните дружества заявления и постъпилите допълнителни писма. Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-703 от 31.05.2024 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 160 от 04.06.2024 г., т. 3. В изпълнение на разпоредбата на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 47 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) е проведено открито заседание на 11.06.2024 г. На основание чл. 48 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 170 от 11.06.2024 г., т. 2, е приела проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“, който е подложен на 13.06.2024 г. на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ.

Във връзка с проведеното открито заседание от енергийните дружества са постъпили становища и възражения, както следва: с вх. № Е-13-01-10 от 11.06.2024 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, с вх. № Е-13-41-64 от 11.06.2024 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, с вх. № Е-13-62-61 от 11.06.2024 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, с вх. № Е-13-47-16 от 11.06.2024 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, с вх. № Е-13-262-154 от 11.06.2024 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-49-12 от 11.06.2024 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-73 от 10.06.2024 г. от „Електроразпределение Север“ АД, с вх. № Е-13-46-12 от 10.06.2024 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и с вх. № Е-13-12-6 от 11.06.2024 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, които Комисията е разгледала и обсъдила по-долу в мотивите на настоящото решение.

Във връзка с проведеното обществено обсъждане са постъпили становища и възражения от заинтересовани лица, както следва:

С писмо с вх. № Е-04-37-9 от 10.06.2024 г. Асоциация свободен енергиен пазар (АСЕП) е представила становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

АСЕП изразява несъгласие в публикуваните на интернет страницата на Комисията заявления за цени да бъдат заличавани като чувствителна търговска информация всички

налични данни, включително когато те се отнасят за функционирането на целия пазар и трябва да се осигури прозрачност и равен достъп на всички участници до тях. Без осигуряване на необходимата прозрачност намира за невъзможно да се осъществи обществения контрол върху плановете и дейността на регулираните дружества и се компрометират законовите изисквания за публично оповестяване на тези заявления, тъй като в тях е заличена информация като планирани разходи, количества електрическа енергия и дори предлаганите цени.

Отбелязва, че в заявлението на „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) многократно се акцентира върху най-сериозния проблем при осъществяването на дейността по обществена доставка, а именно големите финансови дефицити в обществения доставчик, поради разликата между определената му прогнозна цена от КЕВР и реално направените от дружеството разходи за осигуряване на необходимите количества по заявен товаров профил. Причините за тези дефицити са изложени детайлно и са напълно основателни – едновременно големи излишъци и недостиги на електрическа енергия, породени от повишени заявки на крайните снабдители извън определените им квоти, както и големи девиации в графика на потребление на техните клиенти на дневна и сезонна база, които се отклоняват от производството на производителите според определените им квоти. Тези финансови дефицити на НЕК ЕАД следва да бъдат компенсирани в следващ ценови период, което според АСЕП значително затруднява прогнозируемостта и налага осигуряването на допълнителни средства от ФСЕС. В тази връзка предлага спешна промяна в цялостния подход, като вместо върху количествата за обществена доставка, да се акцентира върху товара съгласно необходимия профил на потребление на клиентите на свободен пазар.

С оглед предстоящия преходен период към пълна либерализация на пазара, АСЕП предлага квотата на регулиран пазар да включва енергията от производителите със сключени споразумения за задължително изкупуване, а именно – „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД, ВИ и ВЕКП до 500 kW, както и от тези съгласно заповеди на министъра на енергетиката – „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, а всички допълнителни количества следва да се закупуват от организиран борсов пазар, като за ценовите отклонения НЕК ЕАД следва да бъде компенсирани. Счита, че по този начин ще се оптимизира процесът по прогнозиране, като закупената енергия точно ще отговаря не само на необходимите количества, но и на товаровия профил, без да се генерират непланирани загуби поради отклонения. Посочва, че закупуването на количества за регулирания пазар от борсата се прилага и в настоящия период.

Отбелязва, че НЕК ЕАД многократно излага тезата, че икономически най-изгодната цена за допълване на количествата на крайните снабдители е от „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД). Това еднолично решение на обществения доставчик обаче, без да има формално одобрение в ценовото решение на КЕВР, АСЕП определя като нарушение на определените параметри в акта на Комисията. Освен това решението на НЕК ЕАД не е оповестено публично, което на практика влияе на прозрачността и предвидимостта на търговската дейност на участниците на свободен пазар. Според асоциацията действията на обществения доставчик за закупуване на необходимите количества от БНЕБ ЕАД, вместо от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД, нарушават баланса между определените количества за свободен и за регулиран сегмент, увеличавайки търсенето на БНЕБ ЕАД, без съответното предлагане. Същевременно, подобно решение силно влияе и на балансиращия пазар, където „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД е основна балансираща мощност и не става ясно дали е отчетен ефектът от спирането на централата спрямо системната сигурност и повишените разходи на всички участници за балансираща енергия. АСЕП не счита, че НЕК ЕАД има пълната експертиза, а и правомощие, еднолично да взема решения, които влияят не само върху неговата дейност, а и върху всички участници на пазара.

АСЕП настоява в ценовото решение изрично да бъде уточнено, че крайните снабдители задължително купуват и продават от/на борсов пазар всички количества електрическа енергия извън определената им квота от обществения доставчик.

Асоциацията счита, че товарите профили на клиентите на крайните снабдители следва да присъстват в заявленията и в доклада за утвърждаване на цени, като на база тях се предложи електрическа енергия от производителите, която да покрие тези нужди, защото в резултат от работата на крайните снабдители всички плащат цена за балансираща енергия.

Обръща внимание на некоректното поведение на крайните снабдители спрямо балансиращия пазар, тъй като тези дружества причиняват в определени периоди на сетълмент до 80-90% от целия небаланс в системата поради изключително неточното прогнозиране на товара на битовите клиенти, както и признаването на разходи за балансиране в регулираните цени. Настоява регулаторът да вземе под внимание тези пропуски, да направи проверка за причините за поведението на крайните снабдители и да въведе съответните механизми, така че техните действия да не нарушават сигурността на системата и да не водят до покачване на разходите за балансиране на всички търговски участници.

Горните възражения и предложения Комисията приема за неоснователни.

КЕВР е публикувала заявления при заличени изходни данни на тези дружества, които са посочили наличие на търговска тайна в информацията, съдържаща се в подадените от тях заявления. Следва да се има предвид, че тези заявления съдържат факти, свързани със стопанската дейност на дружествата, техническа и финансова информация, структура на разходите, цени и др. В този смисъл изходните данни в заявленията, съдържат информация, която съставлява производствена и търговска тайна и чието разгласяване е забранено предвид разпоредбата на чл. 37 от Закона за защита на конкуренцията (ЗЗК). Същевременно, публикуването на изходните данни от заявленията може да доведе до нелоялна конкуренция между търговци чрез узнаване, използване или разгласяване на търговска тайна, което е форма на нелоялна конкуренция, посочена в специалните текстове на ЗЗК.

Предложението на АСЕП квотата за регулиран пазар да включва енергията от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, ВИ и ВЕКП до 500 kW, а всички допълнителни количества да се закупуват от организиран борсов пазар, противоречи на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ.

Неоснователно е и възражението на асоциацията против преценката на НЕК ЕАД за допълване на количествата на крайните снабдители от БНЕБ ЕАД, вместо от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД. Тези действия на обществения доставчик са продиктувани от чувствително по-ниските цени на свободния пазар, наблюдавани през последните месеци, с което се спестяват разходи на ФСЕС за компенсиране на закупените от централата въглеродни емисии. В противен случай, при продължаване купуването на количества от кондензационната централа, НЕК ЕАД има право да претендира изплащането на много по-голяма компенсация от ФСЕС, което би довело до допълнителни разходи, дължими от всички крайни клиенти чрез цената за задължения към обществото. В допълнение, чрез прилаганата търговска политика на обществения доставчик през последните два регулаторни периода са спестени средства от ФСЕС в размер на над 100 000 хил. лв., които са изключително важни в период на финасов недостиг във Фонда.

Предложението крайните снабдители задължително да купуват и продават от/на борсов пазар всички количества електрическа енергия извън определената им разполагаемост от обществения доставчик е в противоречие както с чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ, така и с чл. 100 от ЗЕ, който не предвижда такава възможност.

В останалата си част възраженията и предложенията на асоциацията са неотнормирани към настоящото административно производство, тъй като са свързани с функционирането

на балансиращия пазар и сигурността на електроенергийната система (ЕЕС) и/или изискват промени в нормативната уредба.

С писма с вх. № Е-04-40-3 от 11.06.2024 г. и вх. № Е-04-40-4 от 27.06.2024 г. асоциация „Хидроенергия“ е представила становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Асоциацията апелира да бъдат безспорно и мотивирано изяснени причините, които налагат различното третиране на отделните производствени технологии и драстичната разлика в увеличението на двете цени за достъп за производители. Твърди, че при утвърждаване на цената за достъп до електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация не е отчетен в пълна степен фактът за предизвиканите допълнителни разходи от тези производители, включително за разполагаемост, за резерв за допълнителни услуги, за диспечирание във връзка с балансиране и други. Отбелязва, че с оглед тенденцията за увеличаване на капацитета на инсталираните мощности от фотоволтаични централи, броят на интервалите, в които се извършват услугите за балансиране, чувствително ще нарасне. Тази динамика на производството, диктувана от метеорологичните условия, се преодолява трудно без участието на ВЕЦ като основна балансираща и регулираща мощност. Според асоциацията Комисията не се е съобразила с обстоятелството, че характеристиките на ВЕЦ и по-специално тези, работещи с резервоар, позволява дневно модулиране на производството и осигурява буфер срещу непланирани отклонения на дневния график за производство. Намира за неясно защо технологията, която подпомага и облекчава работата на електроенергийната система и предизвиква най-малко дисбаланси, е санкционирана с близо 100% увеличение на цената за достъп.

На следващо място счита, че задължението на Комисията да определи пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги не е извършено коректно, тъй като е направено на база на показатели за степен на надеждност на снабдяването с електрическа енергия, които са определени в заповед на министъра на енергетиката от м. март 2019 г., тоест въз основа на неактуални показатели.

В заключение настоява за справедливо прехвърляне на разходите за системни услуги, в т.ч. допълнителни и спомагателни услуги, и за технологични разходи, върху ползвателите на електропреносната мрежа съразмерно на влиянието им върху системата, при отчитане на характера на производство на електрическа енергия от тези източници, предизвикващи непланирани случайни отклонения и смущения в електроенергийната система, чието преодоляване се осигурява в голяма степен от ВЕЦ.

Горните възражения Комисията приема за неоснователни във връзка с изложените по-долу в решението мотиви, както и поради факта, че част от тях не са предмет на настоящото административно производство, а засягат функционирането на балансиращия пазар и/или регулирането на ЕЕС. В допълнение, по-голямото процентно увеличение на цената за достъп за производители, с изключение на тези с динамично променяща се генерация, в сравнение с увеличението на цената за достъп за производителите от слънце и вятър, се дължи на обективни фактори, в т.ч. намалените количества произведена електрическа енергия от производителите, с изключение на тези с динамично променяща се генерация, от 40 979 000 MWh на 31 190 000 MWh или с близо 25%, съответно увеличените количества произведена електрическа енергия от производителите от слънце и вятър от 3 630 000 MWh на 5 900 000 MWh или с над 60%, увеличените условно-постоянни разходи и разходите за резерв за допълнителни услуги на оператора на електропреносната мрежа и др.

По отношение на твърдението, че Комисията е използвала неактуални показатели за степен на надеждност на снабдяването с електрическа енергия, които са определени в

заповед на министъра на енергетиката от м. март 2019 г., следва да се отбележи, че размерът на оперативните резерви, които операторът следва да поддържа за следващия регулаторен период, са съгласно изискванията на Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС) и насоките – SOGL, приети въз основа на Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 02.08.2017 г. за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия.

С писмо с вх. № Е-04-29-1 от 27.06.2024 г. Българска ветроенергийна асоциация (БВА) е представила становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Асоциацията не счита за оправдано и справедливо повишаването на цената за достъп за производителите на електрическа енергия от вятър, тъй като делът на тези производители не се е променил в последните 10 години.

Според БВА предложените цени за достъп и пренос са дискриминационни и изготвени в противоречие с основните регулаторни принципи. Отбелязва, че ключов елемент в процеса на ценообразуване е изискването за еднакво третиране на всички ползватели на мрежата, независимо от големината, собствеността и други фактори, т.е. липса на дискриминация между ползвателите. Определянето на три цени за достъп води до неравноправно третиране между крайни клиенти и производители, както и между производителите от вятър и слънце и всички останали производители, още повече, че не е изложен реален мотив за подобно разделение на централите. Посочва, че законът не разделя производителите в отделни групи или категории и съответно не регламентира възможност за подобно разделение в подзаконен акт, поради което настоява ясно и мотивирано да бъдат изяснени причините, които налагат различното третиране на отделните производствени технологии.

На следващо място обръща внимание на липсата на каквито и да било мотиви, защо регулаторът счита, че разходите за всички допълнителни услуги се заплащат само от производителите. Намира за справедливо разходите за допълнителни услуги да бъдат разпределени равномерно между производителите и крайните клиенти.

На основание чл. 104, ал. 2 от ЗЕ и в съответствие с принципите на регулиране, регламентирани в закона, БВА предлага да се определи една цена за достъп до електропреносната мрежа за всички производители на електрическа енергия.

Горните възражения Комисията приема за неоснователни във връзка с изложените по-долу в решението мотиви. В допълнение, съгласно чл. 26, ал. 3 от НРЦЕЕ разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги са ценообразуващ елемент само на цените за достъп за производители.

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 фючърсните и/или форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси, както и на относимите към българския пазар фючърсни сделки на европейска борса.

Към настоящия момент не са налице данни от платформите на 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.

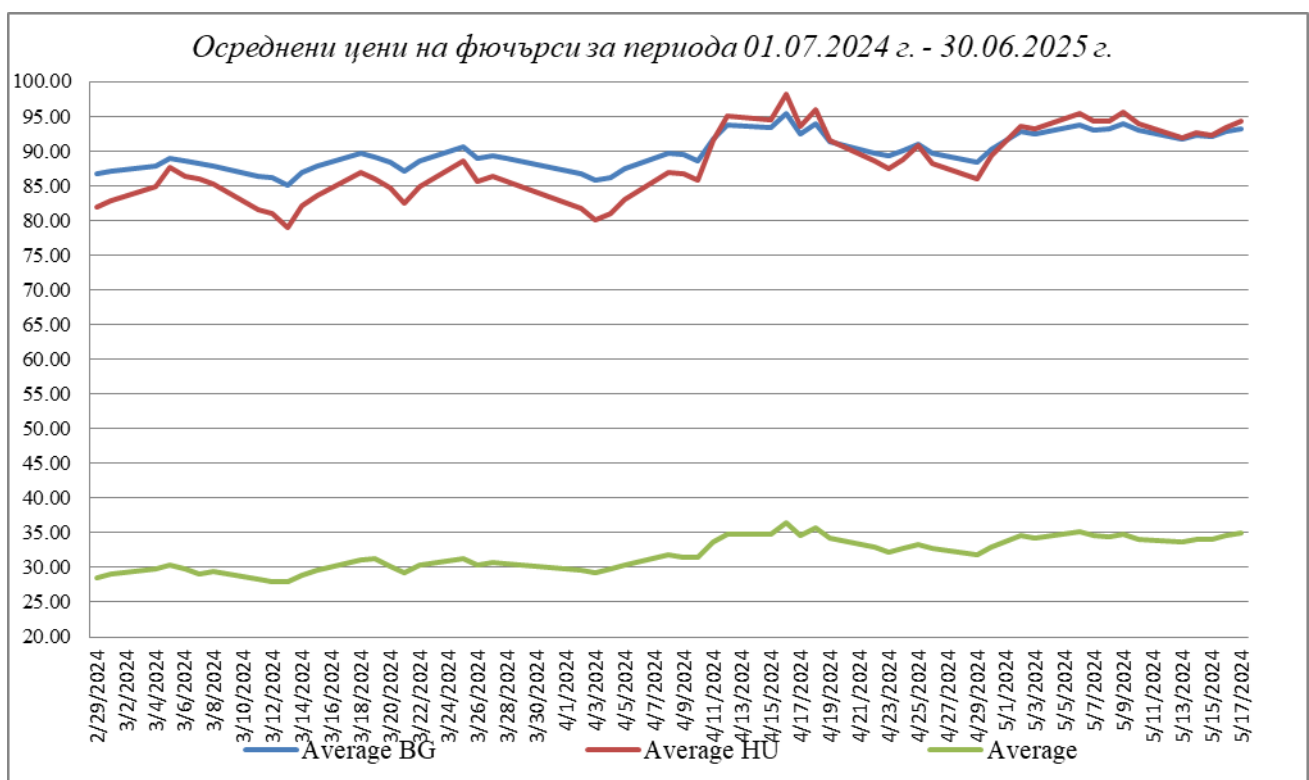
Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърсните сделки, които по своята същност са стандартизирани финансови форуърдни сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „Ден напред“.

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 фючърси²⁵ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. (съвпадащ с регулаторния период) варираха от 27,97 евро/MWh до 38,89 евро/MWh.





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 увеличила значително през отоплителния сезон 2023 г. – 2024 г. 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 фючърските сделки.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX²⁶ (European Energy Exchange).

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

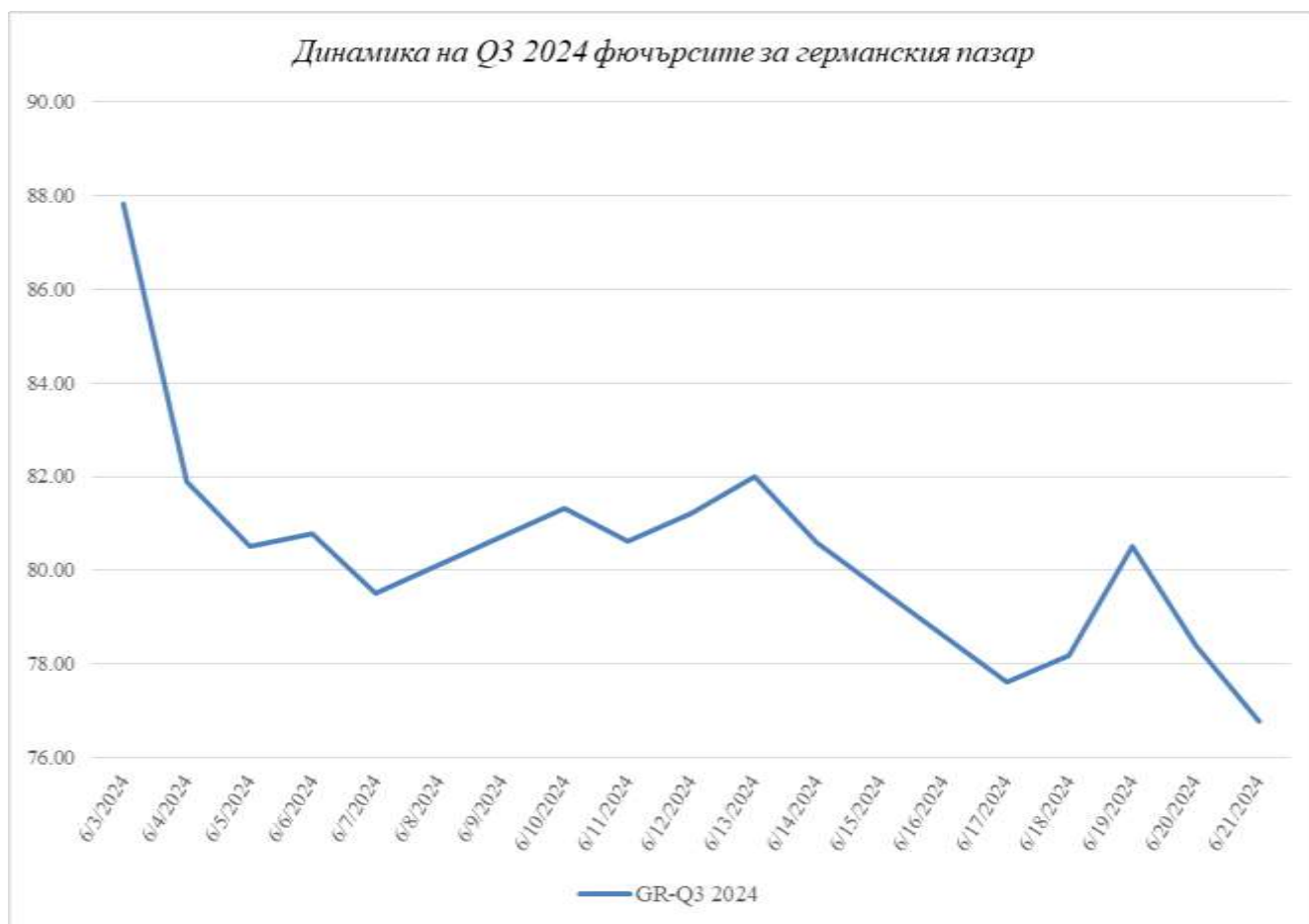
Стойностите за Q3 2024 за българския пазар варират от 68,91 евро/MWh до 93,73

²⁶ <http://www.eex.com>

евро/MWh, а за унгарския – от 67,16 евро/MWh до 93,23 евро/MWh, като са представени в следващата графика.

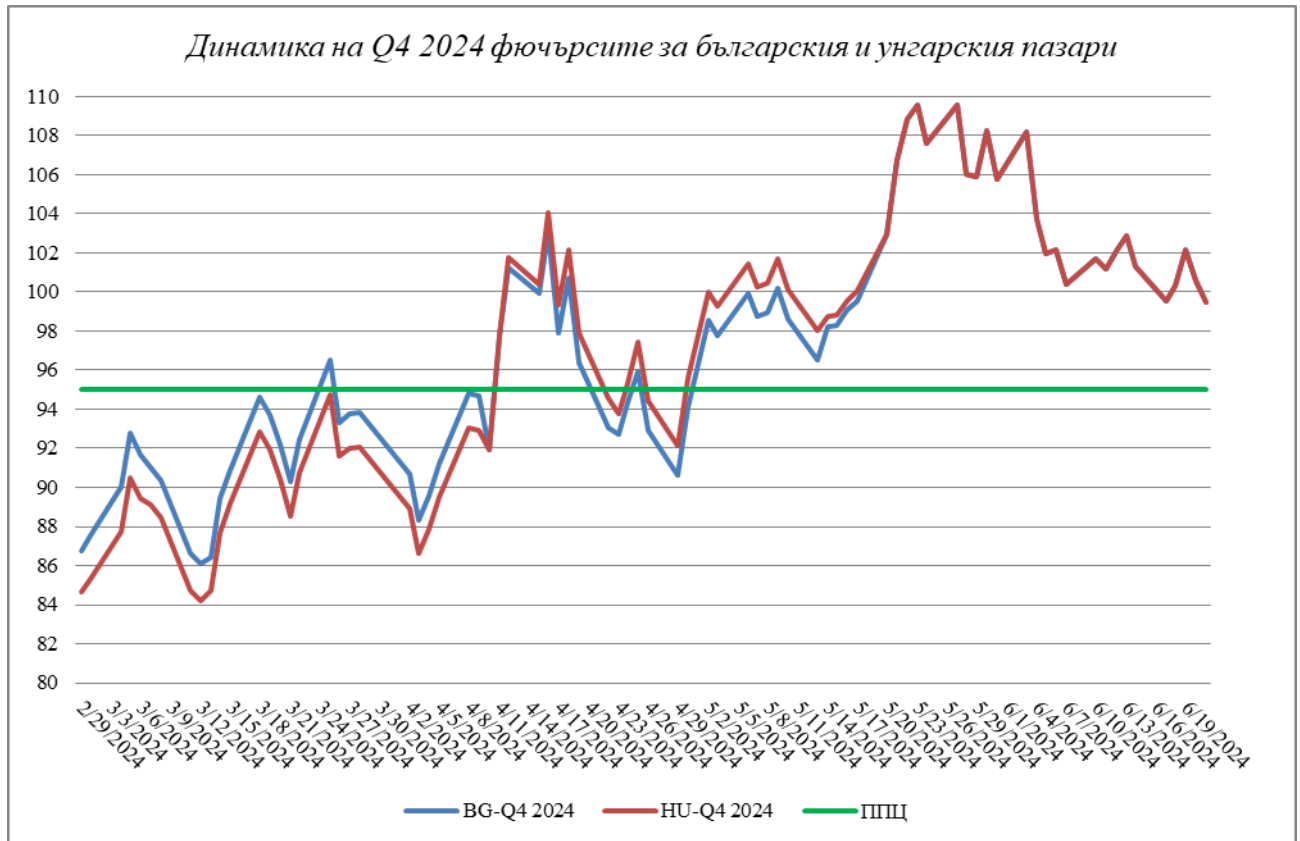


Видно от графиката, през месец март 2024 г. върхът на кривата е на нива от около 79 евро/MWh, като след пробив през април достига почти 87 евро/MWh, след което се редуват спадове и пикове. След като достигна върховата си стойност на 03.06.2024 г. от 93,73 евро/MWh, цената устойчиво намалява. Сравнено обаче със спадите на европейските борси е видно, че фючърсите за българския пазар за периода 03.06.2024 г. – 24.06.2024 г. намаляват с едва 6,69%, докато за европейските пазари намалението е в диапазона между 13% и 17%. За сравнение по-долу е представено изменението на стойността на Q3 2024 фючърсите за германския пазар. Причините за по-бавното движение на цените надолу се очаква скоро да бъдат преодолени, тъй като са от регионален характер, а именно неплановото спиране на един блок на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, което лиши региона от 1000 MW мощност.



Не е възможно да се определи категоричен тренд за периода, 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. и значително понижение спрямо тези от месец май 2024 г. и началото на месец юни 2024 г. В тази връзка, прилагайки консервативен подход, е целесъобразно да се прогнозираат 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 109,59 евро/MWh, а за унгарския – от 84,22 евро/MWh до 109,59 евро/MWh, като са представени в следващата графика.



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. След като достигна върховата си стойност през месец май от 109,59 евро/MWh, цената през месец юни устойчиво намалява. Сравнено обаче със спадите на европейските борси е видно, че движението надолу на фючърсите за българския пазар е по-бавно спрямо тези на европейските борси, причините за което са коментирани по-горе.

Не е възможно да се определи категоричен тренд за периода, 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. и значително понижение спрямо тези от месец май 2024 г. и началото на месец юни 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 върхови 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 119,38 евро/MWh, а за унгарския от 89,85 евро/MWh до 118,13 евро/MWh, като са представени в следващата графика.



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. След като достигна върховата си стойност през месец май от 119,38 евро/MWh цената през месец юни устойчиво намалява. Сравнено обаче със спадите на европейските борси е видно, че движението надолу на фючърсите за българския пазар е по-бавно спрямо тези на европейските борси, причините за което са коментирани по-горе.

Не е възможно да се определи категоричен тренд за периода, 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. и значително понижение спрямо тези от месец май 2024 г. и началото на месец юни 2024 г. Следва да се има предвид, че първото тримесечие на 2025 г. е много 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 92,00 евро/MWh, а за унгарския от 71,33 евро/MWh до 90,75 евро/MWh, като са представени в следващата графика.



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. След като достигна върховата си стойност през месец май от 98,17 евро/MWh, цената през месец юни устойчиво намалява. Сравнено обаче със спадите на европейските борси е видно, че движението надолу на фючърсите за българския пазар е по-бавно спрямо тези на европейските борси, причините за което са коментирани по-горе. Не е възможно да се определи категоричен тренд за периода, 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. и значително понижение спрямо тези от месец май 2024 г. и началото на месец юни 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 например късно застудяване и/или наличие 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:

5. 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

6. 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

7. 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 Kc (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

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

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджектс“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „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 партньрс“ 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 (р.3*р.4)	141,49 лв./MWh

9. 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 (р.2/р.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 (р.3*р.4)	166,71 лв./MWh

10. 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 (р.2/р.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 (р.3*р.4)	184,70 лв./MWh

11. 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 (р.1*р.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:

5. Независим преносен оператор – 178,64 лв./MWh;
6. Оператори на електроразпределителни мрежи – 185,38 лв./MWh;
7. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 177,70 лв./MWh;
8. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 141,49 лв./MWh;
9. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 166,71 лв./MWh;
10. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 184,70 лв./MWh;
11. 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 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 изкупуване на електрическа енергия от производители, ползвачи 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. Становище на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

В законоустановения срок не е постъпило становище от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

1.3. 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 необходимими 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. П.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 необходимими 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. Становище на НЕК ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ във връзка с цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на дружеството

С писмо с вх. № Е-13-01-10 от 11.06.2024 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

НЕК ЕАД посочва, че през годините производството на електрическа енергия от ВЕЦ е в силна зависимост от климатичните условия и нивата на валежите в страната. В тази връзка през 2022 г. и 2023 г. отчетеното производство от ВЕЦ на дружеството е коренно различно и ясно показва влиянието на наличните водни ресурси в язовирите върху възможностите за производство на електрическа енергия. В резултат на намалените водни запаси в язовирите производството за 2023 г. е на по-ниско ниво спрямо прогнозираните количества от КЕВР и е в размер на 1 808 000 MWh. Намаленото производство е и вследствие на аварията в ПАВЕЦ Чаира и непроизведеното количество енергия от оборотна вода. Намира, че предвид сложността на ремонтните работи по възстановяване на централата трябва да се подхожда по-скоро консервативно от гледна точка на момента на влизане в паралел на мощностите ѝ. Обръща внимание, че предвиждането на количества електрическа енергия от 3 048 000 MWh представлява крайно оптимистичен, дори нереалистичен вариант при гореописаните предпоставки. Дори при положение, че се вземе предвид средното количество, произведено от ВЕЦ на НЕК за период от 11 години без ПАВЕЦ, изчисленията на дружеството показват произведена електрическа енергия в размер на 2 661 000 MWh, което също е висока стойност, но при добро стечение на обстоятелствата може да бъде достигната. Счита, че изчислението на средното количество за предходните 11 години съгласно чл. 19, ал. 4 от НРЦЕЕ не представлява цялостен анализ и при определяне на цената Комисията трябва да отчете не само историческите данни за производството, но и съществуващите обстоятелства, при които ще бъде осъществено производството през регулаторния период. Според НЕК ЕАД анализът, който дружеството е направило във връзка с подаденото заявление, най-точно отговаря на настоящите обстоятелства, при които функционират

ВЕЦ и съответно най-точно е и количеството електрическа енергия, заложено от дружеството, а именно – 1 808 518 MWh, при което с признаване на разходи за ПАВЕЦ от 16 320 хил. лв., се постига цена от 153,91 лв./MWh, която би следвало да се утвърди от КЕВР като цена за производство от ВЕЦ на НЕК ЕАД. В подкрепа на горното е и изчисленият от дружеството енергиен потенциал към настоящия момент на водните количества в язовирите, захранващи ВЕЦ, който показва, че в нито един момент от началото на годината данните не превишават 1 800 000 MWh – 2 000 000 MWh прогнозни годишни количества електрическа енергия.

НЕК ЕАД изразява несъгласие с извършената корекция на заявените разходи, свързани с лицензионната дейност (социални разходи, разходи за въоръжена и противопожарна охрана и разходи, класифицирани като други), от 22 968 хил. лв. на нивото на отчета за 2023 г. – 21 852 хил. лв., с мотива, че увеличението на социалните разходи и разходите за въоръжена и противопожарна охрана са съгласно сключени договори, като в тях е отразено повишаването на минималната работна заплата в страната от 01.01.2024 г.

Дружеството отбелязва, че за енергията, предоставяна на регулиран пазар, няма механизъм за възстановяване на разходите за 5% вноска към ФСЕС и за цената за достъп до електропреносната мрежа, поради което настоява КЕВР да признае тези разходи като присъщи за ВЕЦ и да бъде предвидена компенсация чрез Фонда. Във връзка с обстоятелството, че предвидената електрическа енергия за консумация от ПАВЕЦ е за затваряне на график на крайните снабдители в „ден-1“, НЕК ЕАД настоява да бъде признат като присъщ и компенсираният разходът за достъп и пренос на ПАВЕЦ.

Комисията счита предложението на дружеството за намаляване на количествата произведена електрическа енергия от ВЕЦ за неоснователно предвид разпоредбата на чл. 19, ал. 4 от НРЦЕЕ.

Комисията приема за неоснователни възраженията относно корекцията на разходите, пряко свързани с лицензионната дейност. Приложимият по отношение на НЕК ЕАД метод за регулиране обвързва признатите разходи с отчетените такива през базисната година, съпоставени с утвърдените за предходния регулаторен период. В тази връзка Комисията преценява икономическата обосноваемост на предложените стойности на разходите и отражението им по отношение на гарантирането на експлоатационната дейност на централите.

Комисията приема искането на НЕК ЕАД за признаване на разходите на дружеството за 5% вноска към ФСЕС и за заплащане на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители за неоснователно. Съгласно чл. 30, ал. 6 от ЗЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 – 4 от ЗЕ в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия, а чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ предвижда, че за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи за вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ.

2.3. 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 колективен трудов договор (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 разполагаемост 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 формиращи 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 формиращи 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 електроцентрали;

– 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. Становище на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-12-6 от 11.06.2024 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД възразява срещу частичното непризнаване на условно-постоянните разходи на дружеството, които са коригирани от 357 365 хил. лв. на 349 310 хил. лв., вследствие на 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. Посочва, че разходите за местни данъци и такси са съобразени с получените от съответните общини известия за техния размер. Разходите за въоръжена и противопожарна охрана са изчислени на база сключени договори и допълнителни споразумения към тях, като техният прогнозен размер, без бъдещи индексации, е 6 592,8 хил. лв. Разходите за наем на хидротехнически съоръжения са изчислени в размер на 2 378 хил. лв. на база цената по договор с „Национална електрическа компания“ ЕАД. Повисоките разходи за вода, отопление и осветление се дължат на увеличение на цената на ВиК услугите за регион Стара Загора, считано от 01.01.2024 г., от 3,026 лв./м³ на 3,229 лв./м³, без ДДС. Разходите за безплатна предпазна храна са в съответствие с изискванията на КТД, сключен на 22.12.2023 г. Разходите за служебни карти (превоз на персонала) са прогнозираны във връзка с предстоящо подписване на договори с предмет „Извършване на специализиран превоз на работниците и служителите на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД по единадесет обособени позиции, като в съответствие с извършена пазарна консултация с рег. № Т372181АО общата прогнозна стойност при сключване на 3 (три) годишен договор за превоз на персонал възлиза на 21 645 хил. лв., което на годишна база възлиза на 7 215 хил. лв. Повишените разходи за командировки се дължат на приетите промени в Наредбата за командировките в страната (обн. ДВ, бр. 27 от 2023 г.). Дружеството счита за необосновано неприлагането на индексирание с инфлационен индекс по данни на Националния статистически институт (НСИ) по отношение на останалите условно-постоянни разходи.

Производителят отбелязва, че в доклада липсва информация и мотиви относно редуцирането на емисионния коефициент до 1,30 тона въглеродни емисии за 1 MWh произведена нетна електрическа енергия, поради което количеството емитирани парникови газове е преизчислено на 10 319 575 тона. С оглед горното възразява срещу непризнаването на по-високите разходи за квоти за емисии на парникови газове с аргумента, че посоченият в заявлението на дружеството размер на очакваното количество емитирани от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД парникови газове е съобразен с верифицирания доклад за емитираните парникови газове през 2023 г. Посочва, че стойността на база верифицирания доклад е 1,32518417 тона въглеродни емисии за 1 MWh произведена нетна електрическа енергия, при което за 7 938 135 MWh се получават 10 519 491 тона въглеродни емисии. Отбелязва също така, че при отчитане на по-ниско производство от планираното за регулаторния период ще се отчетат повече разходи за електрическа енергия за собствени нужди (като процент от общото производство), респективно по-високи разходни норми на въглища, мазут, газ и реагенти, а от там и по-висок коефициент за парникови газове, емитирани при производството на 1 MWh електрическа енергия. В

допълнение обръща внимание, че съгласно Решение № 167 от 14 март 2024 г. на Министерски съвет за определяне на стойностите, които служат за изчисляване на тавана на пазарните приходи за съответния тип производител на електрическа енергия по § 3, ал. 1 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за държавния бюджет на Република България за 2024 г., за производител на електрическа енергия от кондензационна електрическа централа на въглища, включително от лигнитни въглища, е определена стойност от 300 лв./MWh, увеличена с умножената по 1,32 средномесечна цена на тон емисионни квоти CO₂, за един MWh.

Производителят изразява несъгласие с корекцията на разходите за депониране на пепелина, тъй като същите са пропорционално свързани с размера на произведената електрическа енергия, респективно с разходите за въглища. Отчетеният размер на тези разходи през 2023 г. съответства на произведени количества в размер на 3 239 859 MWh, докато в подаденото заявление се предвиждат 7 938 135 MWh.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД възразява срещу частичното признаване на разходите за закупена електрическа енергия от свободен пазар с мотива, че същите не са част от непризнатите за регулаторни цели разходи.

Възражението относно редуцирането на емисионния коефициент Комисията приема за неоснователно. Отчетеният за 2023 г. коефициент отразява различна структура на производство на електрическа енергия, както и собствени нужди в размер на 16,81%. Прогнозата на дружеството за следващия регулаторен период предвижда електрическа енергия за собствени нужди от 14,11%, което предполага редукция на горивата, съответно на емисионния коефициент с 2,3% до 1,3.

Останалите възражения на дружеството по-горе Комисията също счита за неоснователни.

Липсата на индексация с инфлационен индекс по отношение на част от условно-постоянните разходи е с оглед тяхната специфика, тъй като инфлацията няма отношение и не влияе върху размера на тези разходи. Освен това, анализът на тези разходи за последните 3 години категорично показва, че инфлацията е вече акумулирана през 2023 г., когато дружеството отчита сериозен ръст на тези разходи. Предвид обстоятелството, че произведената от дружеството електрическа енергия е неконкурентна на свободния пазар, а приходите му са изцяло от регулиран пазар и от предоставяне на услуги за балансиране на независимия преносен оператор, което предполага намалени количества произведена електрическа енергия, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД следва да полага усилия за оптимизиране на постоянните си разходи. В тази връзка Комисията намира за необосновани и лишени от икономическа обосновавка увеличението на разходите за командировки и особено на разходите за служебни карти за превоз на персонала, за които дружеството е поискало увеличение със 144% от 2 953 хил. лв. на 7 215 хил. лв.

Частичното признаване на разходите за закупена електрическа енергия от свободен пазар е с оглед факта, че прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за предстоящия регулаторен период е чувствително по-ниска от отчетената за предходния регулаторен период.

3.3. 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., формирани 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. Становище на „ТЕЦ Бобов дол“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

В законоустановения срок не е постъпило становище от „ТЕЦ Бобов дол“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

4.3. 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.²⁷

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;

²⁷ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 70,00 €/тон

- 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, 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./kWh. 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. Становище на „ТЕЦ Марица 3“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

В законоустановения срок не е постъпило становище от „ТЕЦ Марица 3“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

5.3. 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.²⁸ на 7 809 хил. лв.²⁹

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

²⁸ Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица 3“ АД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 60,00 €/тон

²⁹ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 70,00 €/тон

№	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 закупува 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 закупува 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 закупуване 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.

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 закупуване на електрическа енергия, сключен с „Ей И Ес –ЗС 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 възлищните 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	Централи 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

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. за закупуване от общественя доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители							
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.

В допълнение към горното, следва да се отчете обстоятелството, че поради изтичане срока на споразумението за изкупуване на електрическа енергия между НЕК ЕАД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е необходимо количествата електрическа енергия, които отпадат от задължението за изкупуване от общественя доставчик, да бъдат заместени с други, с цел осигуряване потреблението на клиентите на регулирания пазар, респективно структурата на потреблението на този пазар – със силно изразени пикове през сутрешните и вечерни часове на денонощието. Потреблението на клиентите на крайните снабдители е силно модулирано, като разликата между минимума и пика на потребление варира от 800 MW (м. юни) до 1 380 MW (м. март). Тази разлика в потреблението се покрива от диапазона за регулиране, предоставян от блоковете в централите със сключени споразумения за изкупуване на енергия (СИЕ), както и от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД. В тази връзка „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД следва да предоставя на общественя доставчик диапазон за регулиране след осигуряване на допълнителни услуги на ЕСО ЕАД, в зависимост от разполагаемостта на работещите блокове.

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 необходимими годишни приходи – 1 415 421 хил. лв. и количества електрическа енергия – 12 222 981 MWh.

1. Предоставена от обществения доставчик прогнозна информация

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.

2. Становище на НЕК ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-01-10 от 11.06.2024 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

2.1. По количествата електрическа енергия за регулиран пазар от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД

НЕК ЕАД посочва, че реалната консумация на крайните снабдители е силно модулирана, като в дневен разрез достига отклонение от 1 500 MWh, а в сезонен 2 000 MWh. С оглед изтичането срока на СИЕ с „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД и отпадането на мощности, позволяващи гъвкаво модулиране на графика на обществения доставчик, има реален риск дружеството да изпитва затруднение при изпълнение на задължението си за изготвяне на балансиран график за производство и потребление. За отговаряне на спецификите на товаровия профил на крайните снабдители, анализът на НЕК ЕАД показва необходимост от постоянен диапазон на модулиращи мощности от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, не по-малък от 100 MWh, който ще замести частично отпадналия диапазон от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД. Според дружеството такава изискване трябва да бъде отразено в решението на КЕВР, като по този начин ще се гарантира сигурността на ЕЕС и ще се осигури надеждна доставка на електрическа енергия за битовите клиенти.

Горното възражение Комисията приема за частично основателно, като е отразено по-горе. Размерът на диапазона следва да се договори между НЕК ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, при съобразяване с нуждите на ЕСО ЕАД за предоставяне на допълнителни услуги от централата.

2.2. По разходите за SO₂ & NO_x модернизация на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД

Общественият доставчик посочва, че 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 извършило в периода 2012 г. – 2015 г. инвестиция за SO₂ & NO_x модернизация и между 2017 г. – 2021 г. БРЕФ инвестиция, които към настоящия момент се оценяват на около 77 068 хил. лв. С Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. КЕВР е признала частично тези разходи и е компенсирала дружеството с 19 558 хил. лв. НЕК ЕАД настоява останалата част от разходите в размер на 57 509 хил. лв. да бъдат признати за възстановяване чрез компенсация от ФСЕС.

Горното възражение Комисията счита за неоснователно. В Комисията е представен за одобрение тарифен модел с писмо с вх. № Е-13-14-3 от 02.05.2023 г. Към момента административното производство в тази връзка не е приключило с изричен административен акт. В допълнение следва да се има предвид, че на 07.03.2016 г. НЕК ЕАД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са сключили споразумение за изменение на СИЕ (Споразумение за изменение). Същото е разрешено от КЕВР с Решение № Р-236 от 22.04.2016 г. Съгласно чл. 3.2. от Споразумението за изменение НЕК ЕАД се е задължило да плати на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД размера на инвестицията за SO₂ и NO_x модернизацията, който се изчислява въз основа на извършени от НЕК ЕАД правен, финансов и технически анализ на разходите за модернизацията, като към така установените разходи се прибавя норма на възвръщаемост в размер съгласно одобрен от Комисията тарифен модел. Според чл. 3.2.4. от Споразумението за изменение НЕК ЕАД е длъжно да заплати на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД така определения общ размер на инвестицията, както следва: 10 000 хил. евро не по-късно от 31.12.2017 г., а останалата сума от общия размер на инвестицията – на четири равни вноски, дължими на всеки шест месеца, като първата вноска трябва да бъде заплатена не по-късно от 30.06.2018 г. Във връзка с изпълнение на задълженията на НЕК ЕАД по Споразумението за изменение, Арбитражният съд към Българската търговско-промишлена палата е постановил частично арбитражно решение от 08.02.2022 г., с което е осъдил дружеството да заплати на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД 10 000 хил. евро, като е отхвърлил иска на производителя за останалата част от разходите до пълния размер на инвестицията, без да

накърнява правото му за повторното му предявяване при настъпване на условията за неговата изискуемост и е отложил въпросите, касаещи ДДС, лихвите и разноските, за решаване в допълнително окончателно решение. На 01.08.2022 г. Арбитражният съд към Българската търговско-промишлена палата е постановил окончателно решение, с което е осъдил НЕК ЕАД да заплати на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД ДДС в размер на 3 912 хил. лв., разноски по арбитражното дело в размер на 1 760 хил. лв., 3 776 хил. лв. лихва за периода от 01.01.2018 г. до 01.07.2022 г., лихви за забава в размер на 2 226 лв. на ден за периода от 02.07.2022 г. до 14.08.2022 г.

С оглед горното с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. КЕВР е компенсирала дружеството с 19 558 хил. лв., след което не са настъпили нови факти и обстоятелства, които да обосноват компенсация на претендираните допълнителни средства.

2.3. По разходите, предизвикани от забавени плащания от ФСЕС на компенсации, предвидени в Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г.

НЕК ЕАД отбелязва, че в резултат на забавени плащания от ФСЕС за текущия регулаторен период на дружеството са предявени лихви за забавени плащания от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в размер на малко над 512 хил. лв, от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД – на стойност около 303 хил. лв., от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – на стойност над 332 хил. лв. или общо в размер 1 147 хил. лв. Въпреки че съгласно НРЦЕЕ разходите за лихви не са ценообразуващ елемент, според дружеството разпоредбите на НРЦЕЕ третират само разходи по лихви за кредити с инвестиционен характер, които впоследствие ще бъдат възстановени през цената, като възвръщаемост. За натрупаните лихви за забава НЕК ЕАД нито е отговорно за възникването им, нито има друг механизъм за възстановяването им освен чрез ценовото решение на КЕВР. Въз основа на гореизложеното настоява КЕВР да признае на дружеството разходи за лихви за забава в размер на 1 147 хил. лв., като ги включи за възстановяване чрез ФСЕС.

Комисията счита това възражение за неоснователно, тъй като съгласно чл. 11, ал. 2, т. 5 от НРЦЕЕ за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи, свързани с неустойки и други плащания вследствие на неизпълнение по сключени договори, в т.ч. и лихви за забава.

2.4. По изчисления от Комисията надвзет приход

НЕК ЕАД посочва, че Комисията не е предвидила конкретен механизъм за възстановяване на изчисления надвзет приход на дружеството за текущия регулаторен период в размер на 32 737 хил. лв. Счита, че в решението за определяне на цени за следващия регулаторен период, без значение, дали окончателните изчисления установят надвзет или недозет приход за обществения доставчик, КЕВР следва да предвиди тези средства да бъдат възстановени на ФСЕС, съответно на НЕК ЕАД, на 12 равни месечни вноски.

Комисията приема горното възражение за основателно. В тази връзка установеният по долу надвзет приход за обществения доставчик, следва да бъде възстановен на ФСЕС от НЕК ЕАД на 12 равни месечни вноски.

2.5. По пределната стойност на разходите за разполагаемост за услуги по регулиране на ЕЕС

Общественият доставчик изразява несъгласие със запазването на пределната стойност на разходите на независимия преносен оператор за резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности в размер на 10,00 лв./MWh, при положение, че тази стойност за първично и автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности е увеличена на 50,00 лв./MWh. Според дружеството не е

ясно и противоречи на икономическата логика да се покрива по-голяма част от постоянните разходи на кондензационните централи в сравнение с тази на ВЕЦ. Нещо повече – счита, че негативният ефект за ВЕЦ е още по-голям, тъй като енергията, която се пази за управление на ЕЕС, би могла да се реализира на свободния пазар с доста по-висок марж в сравнение с този на кондензационните централи. В тази връзка намира за обосновано пределната стойност на разходите за разполагаемост за всички услуги по регулиране да е еднаква.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Тъй като НЕК ЕАД, чрез своите ВЕЦ, е основният доставчик на услугата ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности и с оглед отпадането на пределните цени на балансиращата енергия, както и приетата методика по чл. 21, ал. 1, т. 8 от ЗЕ, дружеството продава балансираща енергия по цени, които значително надхвърлят дори цените в пиковите часове на денонощието, което в достатъчна степен компенсира по-ниската цена за разполагаемост. По високата цена за резерв за първично регулиране на честотата (FCR) и автоматично вторично регулиране на честотата (aFRR) има за цел да стимулира изграждането на нови мощности, които да предоставят тези услуги на оператора, предвид очакванията за структурата на производството и мощностния баланс на ЕЕС през следващите пет години и опасността за неизпълнение на критериите, установени в насоките SOGL, приети въз основа на Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 02.08.2017 г. за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия.

2.6. По признаването на тарифния дефицит на обществения доставчик, формиран през предходни регулаторни периоди

Дружеството отбелязва, че в резултат на постановени решения на КЕВР за предходни регулаторни периоди НЕК ЕАД, в качеството си на обществен доставчик, е натрупало ценови дефицит, който към настоящия момент възлиза на 2 461 768 хил. лв. Според НЕК ЕАД течащият процес на либерализация предвижда прекратяване на функциите на обществения доставчик, считано от 01.07.2025 г. Поради това счита за необходимо тарифният дефицит да бъде признат, като бъде изготвен и механизъм за възстановяването му в разумен срок, който да започне да се прилага в периода преди пълното отпадане на дейността обществена доставка, т.е. от 01.07.2024 г.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. По-долу в решението са представени мотиви относно невключването на предявените от обществения доставчик за възстановяване разходи от предходни регулаторни периоди.

3. 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	Централа 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, заложен в 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 Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г.

4. 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.

5. 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	121,99
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)			127,69

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 IIIa 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 и т. 3 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 и т. 3 от ЗЕ следва да отразяват и разликата между разходите за електрическа енергия от „Ей И Ес –ЗС 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 127,69 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 5,70 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходимими годишни приходи – 1 606 165 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 компенсирани 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 изпълнение 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 компенсиране 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 законен 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 на участниците на пазара в неговата стабилност. 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 премии 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 1 934 898 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 364 096 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 неприятни 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 –ЗС 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 остойностяване 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 –ЗС 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 остойностяване 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
4	Разходи за „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, свързани с претенция към дружеството от „Каолин“ ЕАД за първо 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 относимите 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 компенсиране
		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 компенсиране
		хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	290
2	ВяЕЦ	52
3	ФтЕЦ	42 030
4	Биомаса	3 402
5	Общо ВИ	45 774

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

2.2.3. Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в размер на 544 476 хил. лв., формирани съгласно данните в Решение № Ц – 16 от 30.06.2024 г.

2.2.4. Разходи на ФСЕС за компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ВЕКП) в размер на 1 262 хил. лв., формирани съгласно данните в Решение № Ц – 16 от 30.06.2024 г. Разходите на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВЕКП под 500 kW, които следва да бъдат компенсирани от ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на електрическа енергия от производителите с преференциални цени, по-високи от прогнозната пазарна цена по раздел I, и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

2.2.5. Компенсация на 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 Заповед № 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 252 200 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.

2.2.6. 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 дължима 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. 2022 г. – 30.06.2023 г.		
I.	Приходи	1 934 898
1.	Приходи от вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ	360 455
2.	Приходи от квоти за въглеродни емисии по ЗОИК – чл. 36д, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	1 574 443
II.	Разходи	-1 934 504
1.	Разходи за предходни регулаторни периоди	31 908
1.2.	Надвзет приход на обществения доставчик за електрическата енергия от производителите със сключени СИЕ за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	32 737
1.3.	Некомпенсирани разходи на ФСЕС във връзка с постановени от КЕВР решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за минали регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения, а именно: Решение № Ц-17 от 20.07.2023 г., Решение № Ц-32 от 28.12.2023 г., Решение № Ц-33 от 28.12.2023 г., Решение № Ц-34 от 28.12.2023 г., Решение № Ц-35 от 28.12.2023 г., Решение № Ц-6 от 03.04.2024 г., Решение № Ц-7 от 03.04.2024 г., Решение № Ц-8 от 03.04.2024 г., Решение № Ц-9 от 03.04.2024 г.	-829
2.	Разходи за регулаторния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	-1 966 412
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

Баланс между приходи и разходи за периода 01.07. 2022 г. – 30.06.2023 г.		
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 от електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	-545 738
2.2.1.	Разходи за изплащане на премии на производители от електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	-544 476
2.2.2.	Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от 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	-252 200
2.4.	Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1“	-625 022
2.4.1.	Компенсация за изкупуване на електрическа енергия и разполагаемост	-554 211
2.4.3.	Компенсация за дължима вноска по чл. 36с от ЗЕ съгласно сключени 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:

1) 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 допълнения по Кодекса на труда, както и действащия Кодекс за социално осигуряване;

2) 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;

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

4) 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%;

5) 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.;

6) 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;

7) 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;

8) 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:

1) 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;

2) 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;

3) 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;

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

5) 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;

6) 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%;

7) 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;

8) 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.;

9) 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 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. Становище на ЕСО ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-41-64 от 11.06.2024 г. ЕСО ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Електропреносният оператор възразява срещу извършената корекция по чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на - (минус) 47 826 хил. лв., като счита, че същата следва да бъде намалена със 7 180 хил. лв., тъй като по изчисления на дружеството среднопретеглената пазарна цена за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. (по отчетни данни до 31.05.2024 г. и прогнозна цена за 06.2024 г. от 158,35 лв./MWh) е в размер на 189,70 лв./MWh.

Дружеството обръща внимание, че предвид волатилността на пазарите и спецификата на фючърните сделки, непрогнозируемостта на международната геополитическа обстановка и зависимостта на пазарите от цените на природния газ, в интерес както на точността на данните, така и на анализа, е да се вземат възможно най-актуалните стойности на търгуваните на EEX и HUDEX фючърси. Въз основа на собствени изчисления счита, че прогнозната годишна пазарна цена на ЕСО ЕАД за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. следва да бъде определена в диапазона от 95,99 евро/MWh до стойността, постигната на EEX и HUDEX в края на м. юни 2024 г. (или не по-малко от 187,73 лв./MWh).

Според ЕСО ЕАД посочените данни за възвръщаемост от цената за пренос в размер на 64 728 хил. лв., предвид намалението на оборотния капитал до 47 463 хил. лв., би следвало да водят до РБА в размер на 2 256 623 хил. лв. Тъй като Комисията посочва, че за дейността „пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа“ е приела норма на възвръщаемост в размер на 3%, би следвало възвръщаемостта от цената за пренос да е в размер на 67 699 хил. лв., а не посочената в доклада стойност от 64 728 хил. лв., като счита последната за техническа грешка.

Независимият преносен оператор възразява срещу определената му норма на възвръщаемост в размер на 3%. Счита, че на база данните, използвани при определяне на НВ на електроразпределителните дружества, както и при прилагане на формулите по чл. 15, ал. 2 и ал. 3 от НРЦЕЕ, НВ на ЕСО ЕАД следва да е в размер на 6,9%. Като допълнителен аргумент посочва, че за дружествата в сектор „Електроенергетика“ се прилагат значително по-високи стойности на възвръщаемост – норма на възвръщаемост в диапазона от 6,03% до 6,998% и норма на възвръщаемост на собствения капитал от 6,9% до 7,5%. Отбелязва също, че възвръщаемостта, заедно с разходите за амортизации, следва да са на нивото на необходимите средства, които да обезпечат инвестиционната програма за регулаторния период.

Комисията приема за частично основателни възраженията относно извършената корекция по чл. 27а от НРЦЕЕ, като аргументи са представени по-долу в т. 3.4. от решението. По отношение на определената прогнозна пазарна цена подробни изчисления и мотиви се съдържат в т. I от настоящото решение.

Комисията приема за основателно възражението относно стойността на възвръщаемостта от цената за пренос, като ценообразуващият елемент е коригиран на 67 699 хил. лв.

Останалите възражения на ЕСО ЕАД Комисията приема за неоснователни. По отношение на твърдението, че възвръщаемостта, която заедно с разходите за амортизации следва да е на нивото на необходимите средства, които да обезпечат инвестиционната програма за регулаторния период, планираните инвестиционни дейности следва да се обезпечат освен чрез утвърдените за регулаторния период разходи за амортизации и възвръщаемост на обща стойност 152 002 хил. лв., така също и със собствени средства и привлечен капитал.

3. Ценообразуващи елементи

3.1. 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

3.2. 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

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители			
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

3.3. 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 крайните клиенти, 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 делът на тези производители в разходите, формиращи цената за достъп на производители.

В РБА е включен единствено необходимият оборотен капитал, който според чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ е изчислен в размер на 1/8 от утвърдените парични разходи.

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

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	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	хил. лв.	36 601	27 470

	производители.			
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

3.4. 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%, съответстващи 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 45 485 хил. лв., като са взети предвид отчетните данни за количествата технологичен разход и цените на електрическата енергия за периода 01.07.2023 г. – 31.05.2024 г., сключените от дружеството дългосрочни договори на платформата на БНЕБ ЕАД и прогнозна цена за м. юни 2024 г. на пазара „Ден напред“ в размер на 154,47 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 по реда на чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на 187,78 лв./MWh.

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	67 699
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	-45 485

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	422 890
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	12,70

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 необходимими 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 необходимими 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 необходимими 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 12,70 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 422 890 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.³⁰ 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

³⁰ Стратегия за устойчиво енергийно развитие на Република България до 2030 година с хоризонт до 2050 г.

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 амортизиациите 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 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;

A – 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.;

AM – 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;

OK – необходимият оборотен капитал;

I – 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:

$$A_B = A - \Phi - AM,$$

където:

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

A – 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.;

AM – 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:

	І ценови период	ІІ ценови период	ІІІ 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_ϕ – 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 амортизациите на възмездно придобитите активи.

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

	I ценова година	II ценова година	III ценова година	Средно за регулаторния период
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 среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената 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. Отражава колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business³¹, 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 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 Ba1 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,

$$НВСК = 3,99\% + 0,988 \cdot (6,94\% - 3,99\%) = 6,90\%$$

$$НВПК = 3,99\% + 2,34\% = 6,33\%$$

³¹ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

$$NB = 0,5 * 6,90\% + 0,5 * 6,33\% * (1 - 10\%) = 6,30\%$$
$$NB \text{ преди данъци} = 6,30\% * (1 - 10\%) = 6,998\%$$

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 новата Методика за определяне на цени на балансиращата електрическа енергия не е обосновано предвид обстоятелството, че към настоящия момент липсват достатъчно натрупани реални данни от прилагането ѝ. След анализ на получената информация за системния небаланс, клиринговите цени на балансиращата енергия и постигнатите цени за енергиен недостиг и излишък, както и на разходите на координаторите на балансиращи групи за месец май 2024 г. се установи, че необичайно високите разходи за небаланси през месеца се дължат основно на поведението на координаторите на балансиращи групи, характеризиращо се с липса на реакция за осигуряване на липсващите им количества от пазара „В рамките на деня“ и подценяване на ситуации, свързани с рязка промяна на

метеорологичните условия. За това поведение допринася и ненавременното запознаване и оценка, както и липсата на достатъчно опит на координаторите на балансиращи групи с предвидения в Методиката механизъм за определяне на цените на балансиращата енергия, както и на цените за енергиен излишък и недостиг, съответно с огромния финансов риск за тези участници при неточно прогнозирано количество в графици им за „ден - 1“, както и за непредприемане на коригиращи действия чрез покупка/продажба „В рамките на деня“. След като на 19.05.2024 г., в резултат на огромния недостиг в ЕЕС (над 1/3 от товара на ЕЕС) се стигна до екстремни нива на цените на балансиращата енергия (над 70% от задълженията на пазарните участници се дължат за този ден), в останалите дни се наблюдава стабилизиране на ценовите нива поради предприети мерки от координаторите за ниски нива на небаланси в ЕЕС.

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	0,00754	0,01336*	неприложимо

„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	%
битови клиенти * в лв./kW/ден			

„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 среднопотеглена пазарна цена за базов товар – 169,77 лв./MWh към 15.03.2024 г., на утвърдените 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 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:

Изходните 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. Становище на „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-62-61 от 11.06.2024 г. „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД счита, че при прилагането на корекцията с фактора Z е допусната техническа грешка, тъй като не е отразена изчислената положителна стойност на корекцията на P_{t-2} в размер на (плюс) 490 хил. лв.

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД възразява срещу отказа за промяна на изчислението на цена за достъп за битови клиенти и запазването на стария подход за калкулация на услугата на база пренесена и доставена енергия. Отбелязва, че лицензионната дейност на оператора на електроразпределителната мрежа е да развива,

поддържа и управлява мрежата съгласно изисквания на стандарти за качество и безопасност, като единственият параметър, който се договаря с ползвателите на мрежата, отразяващ какво всъщност операторът предоставя на клиента, е ангажираният капацитет, измерван в kW. Съгласно нормативната уредба в Р България този капацитет е на разположение на клиента 24 ч. в денонощието, 7 дни в седмицата, 365 дни в годината, независимо дали мрежата е пренесла енергия до клиента или не. Определяната досега и понастоящем цена за достъп с измерител „енергия“ не отговаря нито на физическия процес на пренос и разпределение, нито на икономическата логика за управление на мрежата. Счита, че енергийният компонент за пренос (kWh) следва да отразява променливите разходи на оператора, свързани с преноса на електрическа енергия, докато достъпът до мрежата трябва да отразява ангажирания от клиента капацитет от мрежата, измерен в kW/ден или Ампера (A) на определено ниво на напрежение за ден и отразен във фактурата на клиента за периода, за който се издава. При предложения от дружеството подход, операторът би имал възможност да инвестира в местата, където се налага да бъде подобрена или развита мрежата. Инвестициите ще се базират на налични данни за мощността, която се предоставя и разпределя за ползване, както и за свободния капацитет на мрежата. За електроразпределителната мрежа, като технологично съоръжение, свързващо потребители с производители и места за обмен на енергия с различни нива на напрежение, от особена важност е балансът на мощността, т.е. във всяка точка на мрежата каквато мощност бъде предоставена, такава да има възможност да бъде използвана. Според дружеството това е и същността на услугата достъп, която заплаща клиента. Достъпът не се предоставя на клиента, само когато той консумира енергия, а непрекъснато. Поради тези обстоятелства намира предложението нов подход за по-справедлив от използвания в момента. Предложението от дружеството подход е в пълно съответствие и с европейската практика за енергийни тарифи, основани на предоставената на обекта мощност, както и с практиката и препоръките на ACPE и на European Distribution System Operators for Smart Grids.

Мрежовият оператор посочва, че финансовата теория е предоставила инструментариум за определяне на изискуемата норма на възвращаемост на собствения капитал (цената на собствения капитал) в лицето на Модела за оценка на капиталовите активи (МОКА). Той отразява очакванията на един рационален инвеститор, участващ на интегриран капиталов пазар, без каквито и да е пречки или бариери да получи допълнителен доход от своята инвестиция. Доходността на капиталовия инструмент зависи от безрисковата доходност на аналогичен капиталов актив с нулев финансов риск и пазарната рискова премия, коригирана с измерителя на систематичен риск – бета коефициента. Доходността или възвръщаемостта от инвестицията в капиталов инструмент се описва с формулата:

$$E(r_i) = r_f + (E(r_m) - r_f) * \beta,$$

където:

$E(r_i)$ – очаквана норма на възвръщаемост от „i“ актив, който е от същия вид или клас, както анализируемия инструмент;

r_f – безрискова норма на възвръщаемост на капиталов актив, гарантиран от първокласен инвеститор;

β – бета коефициент, измерител на систематичния риск за капиталови активи от същия или подобен вид или клас, както анализируемия актив;

$E(r_m)$ – очаквана норма на възвръщаемост на пазарния портфейл, съставен от капиталови активи от същия или подобен вид или клас, както анализируемия актив;

$(E(r_m) - r_f)$ – пазарна рискова премия.

Според дружеството от формулата се вижда, че $(E(r_m) - r_f)$ и $E(r_m)$ са различни финансови понятия и не са нито тъждествени, нито заменими, поради което при прилагането на формулата по чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ не би следвало очакваната норма на

възвръщаемост на пазарния портфейл да е заменена с пазарната рискова премия. На практика съгласно формулата по чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ пазарната рискова премия се намалява с безрисковата доходност, което не е съгласно МОКА. Възвръщаемостта на пазарния портфейл е очакваният допълнителен приход от притежаването на капиталови активи с по-висок риск в сравнение с прихода от притежаването на безрискови активи. Намира, че определената съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ норма на възвръщаемост (цена на капитала) на собствения капитал, независимо от факта, че процедурно е правилно изчислена, практически е занижена, което прави по-малка и стойността на среднопретеглената цена на капитала при посочените финансови параметри. Съгласно гореизложеното и използваните параметри мрежовият оператор изчислява средно претеглена цена на капитала в размер на 9,16%.

Комисията счита възражението относно допуснатата техническа грешка при прилагането на корекцията с фактора Z за основателно. В тази връзка корекцията с фактора Z е преизчислена по-долу.

Останалите възражения на дружеството Комисията приема за неоснователни.

Искането за промяна на изчислението на цена за достъп за битови клиенти като постоянна компонента, в лв./kW/ден, противоречи на т. VII. 2.8. от единния подход. Въпреки, че по принцип изложените от дружеството аргументи са правилни, поради спецификата на отделните електроразпределителни мрежи и различните начини за формиране на цената за достъп, към настоящия момент не са налице необходимите данни за всяка от мрежите, съответно за ползвателите им, които да позволят прилагането на единен подход при определянето на цена за достъп за битови клиенти като постоянна компонента.

По отношение възражението относно начина на изчисляване на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, следва да се отбележи, че калкулациите са извършени съгласно разпоредбата на чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ, която е предложена от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД и възприета от Комисията в производството по приемане на Наредбата за изменение и допълнение на НРЦЕЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2024 г.).

3.1.3. 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 686 009 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. (И₁)	2025 г. (И₂)	2026 г. (И₃)
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 41 171 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) – 64 427 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

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.;

Епрог. – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 315 039 хил. kWh;

Еотч. – 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* – 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 205,60 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 154,47 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:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 604 025 хил. лв.;

$P_{отч.}$ – 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%;

$C_{мп.}$ – 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 469,15 лв./MWh;

$C_{мп.}^1$ – 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 компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребна за технологични разходи;

Z_{t-1} – (минус) -59 064 хил. лв.;

P_{t-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.	141 918
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	80 272
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	686 009
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	512 609
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	132 229

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	41 171
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	6,998%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	48 007
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 64 427
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)	393 359
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 – 0,01173 лв./kWh,
 - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03803 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 – 393 359 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

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 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. Становище на „Електроразпределение Юг“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-262-154 от 11.06.2024 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Мрежовият оператор поддържа изцяло позицията си за необходимост от въвеждането на цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти като фиксирана сума за всеки обект на ползвател на мрежата. Според дружеството настоящият момент е особено подходящ за тази промяна, тъй като все още не всички обекти на битови клиенти в страната са с инсталирани средства за търговско измерване, които да отчитат точно електрическата мощност. Счита, че (също като преходен етап) предлаганият от него подход, разчитащ на доста опростен критерий, е подходящ за прилагане до момента, до който е налице информацията, необходима за да се приложи единен подход към всички видове клиенти, а именно цена за достъп да се определя на база договорена мощност на всеки обект на съответния клиент. Отбелязва, че практиката за определяне на цена за достъп като фиксирана тарифа е широко разпространена не само сред държавите-членки на Европейския съюз, но и сред тези, които предстои да се присъединят към него (като например Република Северна Македония). Това е така, тъй като чрез предложения дизайн на тарифата за достъп се постига ефективно и справедливо разпределение на предизвиканите разходи сред всички ползватели на електроразпределителната мрежа, вместо те да се поемат от тези, които потребяват повече енергия, при все че тези разходи не зависят от размера на потребената енергия.

Дружеството посочва, че електроразпределителните мрежи вече не са само средство за доставяне на електрическа енергия от мястото, където тя се произвежда, до мястото, където тя се потребява. Пред мрежовите оператори се поставят все повече нови предизвикателства, свързани с интегрирането на децентрализираното производство на електрическа енергия (най-вече от възобновяеми източници), което още повече се засилва с публикуваните в края на миналата година изменения и допълнения на Директива (ЕС) 2018/2001 на Европейския парламент и на Съвета от 11 декември 2018 г. за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници (Директива 2018/2001), навлизащите с все по-бързи темпове обекти за съхранение на електрическа енергия, енергийните общности, изпълнението на изискванията на Регламент (ЕС) 2023/1804 на Европейския парламент и на Съвета от 13 септември 2023 г. за разгръщането на инфраструктура за

алтернативни горива, както и предстоящите изменения и допълнения на Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 г. относно вътрешния пазар на електроенергия и съответно на Директива (ЕС) 2019/944 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия. Отбелязва, че според последната актуализация на Интегрирания план в областта на енергетиката и климата на Р България, тази цел е 29,9%, а общата обвързваща цел на Европейския съюз до 2030 г. е поне 42,5%, като държавите-членки се насърчават да се стремят към дял на енергията от възобновяеми източници в брутно крайно потребление до 45% (чл. 3 от Директива 2008/2001). Предвид изложените в заявлението и по-горе аргументи, намира запазването на нивото на технологични разходи на нивото от шестия регулаторен период (7,5%) за не само оправдано, но и необходимо. Това ще осигури необходимата финансова стабилност на мрежовите оператори, за да могат те да посрещнат новите предизвикателства и да продължат да предоставят надеждни и качествени услуги на своите клиенти. Също така, това ниво на технологични разходи ще подкрепи усилията на Р България за постигане на нейните енергийни и климатични цели, съгласно европейските изисквания и националната стратегия за устойчиво енергийно развитие.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД поддържа искането си за определяне на норма на възвръщаемост в размер на 9,32% с аргумента, че е приложило същите принципи на изчисление като Комисията, а основните разлики в методологиите за изчисляване на среднопотеглената цена на капитала (WACC) и нейните компоненти ясно обосновават горната стойност. Използваната от дружеството безрисковата премия в размер на 4,03% отразява по-реалистични пазарни условия, които са особено важни в контекста на нестабилната глобална икономическа среда и дава на инвеститорите по-добра основа за оценка на риска. Разликата между използвания от дружеството лостов β коефициент от 0,995 и този, приет от Комисията в размер на 0,988, показва по-висока оценка на пазарния риск, което е реалистично предвид динамичното развитие на енергийния сектор и нарастващите изисквания за интеграция на възобновяеми източници. Предложената пазарна рискова премия от 7,15% отразява по-високия системен риск, свързан с инвестиции в българския енергиен сектор, което е подходящо за дългосрочни инфраструктурни проекти, като се вземат предвид рисковете и възможностите, свързани с пазарните условия в региона. Освен това, значително по-високата цена на възвръщаемост на собствения капитал от 11,15% отразява повишената възвръщаемост, която инвеститорите очакват за поемане на специфичния и систематичен риск в енергийния сектор, което е ключов фактор за осигуряване на достатъчно финансиране за устойчиво развитие и модернизация на инфраструктурата. Според мрежовия оператор всички тези фактори подкрепят необходимостта от норма на възвръщаемост от 9,32%, което от една страна е по-справедливо и реалистично спрямо настоящите и бъдещи предизвикателства в енергийния сектор, а от друга осигурява стабилност на инвестициите, които са от критично значение за развитието и устойчивостта на електроразпределителните мрежи в Р България.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД изразява несъгласие с липсата на индексация на оперативните разходи и не споделя мотивите на КЕВР, че инвестициите и ръстът на разходите през базисната година компенсират необходимостта от индексация с инфлация. Посочва, че необходимостта от индексация е породена от високите нива на инфлация, които се наблюдаваха през шестия регулаторен период. Отбелязва, че реално направените разходи през базисната година са значително повече от одобрените от регулатора, което показва, че за да изпълни своите лицензионни задължения, дружеството е направило значителни разходи над предвиденото. Допълнителното увеличение на оперативните разходи е в резултат и на значителното увеличение на минималната работна заплата и средната заплата в сектора, както и на цените на основни материали като мед (+45,9%) и

алуминий (+40,4%), надвишавайки инфлацията, приложена от КЕВР за шести регулаторен период. Подчертава, че липсата на индексация, при ниво на инфлация от 9,5% за базисната година, води до финансови щети за дружеството от 15 195 хил. лв. още през първата година от регулаторния период, които се мултиплицират минимум два пъти за следващите две ценови години (и то ако се приеме, че нивата на инфлация няма да се повишат), т.е. общият негативен ефект за седмия регулаторен период ще е минимум 45 585 хил. лв.

Предвид липсата на достатъчна конкуренция на пазара на балансиращи услуги и прилагането на новата методика по чл. 21, ал. 1, т. 11 от ЗЕ, която вече показва значителни ценови крайности, мрежовият оператор счита за необходимо разходите за балансиране да бъдат определени на поне 5,40 лв./MWh, за да се гарантира стабилност и предвидимост в условията на значително повишени ценови нива.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД обръща внимание, че в периода от подаване на заявлението до изготвяне на доклада за утвърждаване на цени са настъпили обстоятелства, които обосновават преразглеждане на предложените стойности на средния номинален размер на инвестициите, като по-конкретно намерението на дружеството е да увеличи размера на инвестициите в трансформатори, реконструкция на съществуващи и изграждане на нови електропроводи средно и ниско напрежение и средства за търговско измерване (СТИ) с дистанционен отчет. Според дружеството причините за тази промяна и защо се налага тя да се извърши едва в този сравнително късен етап са комплексни. С Решение № 268 от 05.4.2023 г. Министерския съвет на Р България одобри списък на инвестициите с предимство, предложени за финансиране със средства от Модернизационния фонд, като на дружеството следва да бъдат изплатени 31 893 429 евро при направено инвестиционно предложение в размер на 127 573 716 евро. Горното е довело до необходимост от пълно преосмисляне на инвестиционното намерение на мрежовия оператор, като в крайна сметка за финансиране от Модернизационния фонд остана само инвестиция в нови трансформатори в много по-нисък от първоначално заложения размер, а останалите позиции, свързани с инвестиции в електропроводи средно напрежение и софтуер за управление на мрежата са отпаднали изцяло. В допълнение, тези средства ще бъдат изплатени едва след като дружеството вече е направило инвестицията и тя е проверена от одитор и потвърдена от Министерството на енергетиката (МЕ), т.е. първоначално финансирането е изцяло отговорност на мрежовия оператор, а едва след това, и то ако бъдат одобрени от МЕ, изразходените средства ще му бъдат възстановени. Отбелязва, че вече е сключило договор за доставка на трансформатори, които се очаква да бъдат доставени още през тази година, което прави наложително увеличението на предвидените инвестиции за трансформатори. Освен това, след значителното облекчаване на режима за присъединяване на обекти за производство и за съхранение на електрическа енергия се наблюдава засилен инвеститорски интерес. Отрицателните цени на електрическата енергия, които се постигат през последните месеци, водят и до засилване на интереса към изграждане на обекти за съхранение на електрическа енергия към съществуващи обекти за производство. В тази връзка „Електроразпределение Юг“ ЕАД счита, че е от изключителна важност да увеличи инвестициите в реконструкцията на електропроводи, като средно, така и ниско напрежение и изграждането на нови такива, тъй като без адекватни инвестиции в мрежата интеграцията на енергията от възобновяеми източници с темповете, които изисква европейското законодателство, няма да бъде възможно. По отношение на СТИ с дистанционен отчет, в резултат на удължаване на периодичността на последващите проверки на средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол, в дружеството се освобождава значителен капацитет, ангажиран с монтаж и демонтаж на СТИ с цел последващи проверки по реда на Закона за измерванията. „Електроразпределение Юг“ ЕАД възнамерява този освободен капацитет да бъде ефективно използван за подмяна на съществуващите СТИ с нови устройства, с възможност за дистанционен отчет, което предполага увеличение на инвестициите в тази

посока. Подчертава, че подмяната на съществуващите СТИ с нови, с възможност за дистанционен отчет, ще доведе до значително подобрене на ефективността и надеждността на системата за измерване и контрол, което ще улесни по-бързото и точно обслужване на клиентите, предстоящото интегриране на енергийните общности и ще позволи по-доброто управление на процеса за контрол на използването на електрическа енергия, без тя да се отчита изцяло. Във връзка с всичко гореизложено дружеството предлага увеличение на средния номинален размер на инвестициите за седмия регулаторен период с допълнителни 13 847 хил. лв.

Комисията приема възраженията на дружеството за неоснователни.

Искането за промяна на изчислението на цена за достъп за битови клиенти като постоянна компонента, в лв./kW/ден, противоречи на т. VII. 2.8. от единния подход. Въпреки, че по принцип изложените от дружеството аргументи са правилни, поради спецификата на отделните електроразпределителни мрежи и различните начини за формиране на цената за достъп, към настоящия момент не са налице необходимите данни за всяка от мрежите, съответно за ползвателите им, които да позволят прилагането на единен подход при определянето на цена за достъп за битови клиенти като постоянна компонента.

По отношение възражението относно начина на изчисляване на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, следва да се отбележи, че kalkulациите са извършени съгласно разпоредбата на чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ.

В съответствие с т. VII.2.1., т. VII.2.2. и т. VII.2.7. Комисията приема за неоснователни исканията на дружеството за индексирание на оперативните разходи, за запазване признатия размер на технологичните разходи и за увеличение на разходите за балансиране.

В допълнение, предложената от дружеството стойност на оперативните разходи от 176 400 хил. лв. представлява увеличение с 41% спрямо утвърдените за първата година на предходния тригодишен регулаторен период и увеличение с 18% спрямо индексирания оперативни разходи за последната година. Тези процентни стойности на увеличение не кореспондират с официалната информация за натрупана инфлация за горния период и последната година.

По отношение на искането за преразглеждане на предложените стойности на средния номинален размер на инвестициите и по-конкретно намерението на дружеството да увеличи размера на инвестициите в трансформатори, реконструкция на съществуващи и изграждане на нови електропроводи средно и ниско напрежение и СТИ с дистанционен отчет, Комисията счита, че предвид неяснотата към настоящия момент относно безвъзмездното финансиране на тези инвестиции със средства от Модернизационния фонд те не следва да се включват към одобрената стойност на средния номинален размер на инвестициите. След като бъдат извършени, съответно въведени в експлоатация и за тях бъдат представени доказателства, че не представляват активи, придобити по безвъзмезден начин по смисъла на чл. 14, ал. 1 от НРЦЕЕ, Комисията следва да ги вземе предвид при определяне на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ.

3.2.3. 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 731 979 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 $(3*AM_1 + 2*AM_2 + AM_3 - 6*AM_Ф)/3$, 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,	47 000	47 000	47 000

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		2024 г. (И ₁)	2025 г. (И ₂)	2026 г. (И ₃)
	хил. лв.			
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 – 36 256 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) -59 435 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

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.;

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

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

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

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

$C_{\text{пр.}}^1$ – 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 189,87 лв./MWh;

P_{-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.	130 105
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	75 083
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	731 979
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.	36 256
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	6,998%
6	Възвръщаемост, хил. лв. ($p.4 * p.5$)	51 224
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-59 435
8	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	1 453
9	Необходими годишни приходи, хил. лв. ($p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8$)	358 376
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 – 0,01149 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03704 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 – 358 376 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.

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 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 .

2.

3.3.2. Становище на „Електроразпределение Север“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-273-73 от 10.06.2024 г. „Електроразпределение Север“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

„Електроразпределение Север“ АД изразява несъгласие с липсата на индексация на оперативните разходи и не споделя в цялост мотивите на КЕВР, че необходимата индексация във връзка с инфлацията за предходната година е предварително акумулирана, като счита същите за неприложими по отношение разходите за възнаграждения и осигуровки. Отбелязва, че предложеното от дружеството увеличение от 12 596 хил. лв. отразява единствено необходимостта от индексация на разходите за заплати на служителите през настоящата финансова година, които и не са включени в отчетените през 2023 г. разходи. В тази връзка посочва също, че съгласно данните на НСИ инфлацията за 2023 г. е 9,5%, докато ръстът на разходите за заплати за района, попадащ в обхвата на лицензионната територия на дружеството, за същия период е 11,95%, което е значително над ръста на инфлацията. В допълнение обръща внимание, че за последните три месеца разходите за заплати в Североизточна България запазват тенденцията на значителен и изпреварващ инфлацията ръст, като за периода тези разходи са се увеличили с нови 108 лева на месец (6,2%), а от началото на 2023 г. отчетеният ръст е 22,6% или нарастването е

с 342 лева на месец по данни на НСИ. Според мрежовия оператор, за разлика от увеличението на разходите за заплати, натрупаната инфлация за периода януари – март 2024 г. е 1,0%, като тенденцията за изпреварващо нарастване на разходите за заплати спрямо инфлацията не само се запазва, а се увеличава. Отбелязва също, че разходите за заплати в гр. Варна и региона са се увеличили с 482 лева на месечна база за последните 15 месеца, което е със 140 лева на месец (41%) по-високо увеличение спрямо средното увеличение за Североизточна България и в момента това се явява областта с най-висока средна заплата след гр. София за територията на цялата страна.

„Електроразпределение Север“ АД възразява срещу извършената корекция с фактора Z с аргумента, че по изчисления на дружеството среднопотеглената пазарна цена за периода 01.04.2024 г. – 30.06.2024 г. (по отчетни данни до 10.06.2024 г. и прогнозни данни до 30.06.2024 г.) е в размер на 150,46 лв./MWh.

Мрежовият оператор посочва, че разходите за небаланси след влизане в сила на методиката по чл. 21, ал. 1, т. 11 от ЗЕ се очаква да се повишат значително, видно от публикуваните на интернет страницата на независимия преносен оператор средноаритметични цени за недостиг и излишък за месец май 2024 г. Предвид горното предлага признатите на дружеството разходи за балансиране да се увеличат от 1,80 лв./MWh на 2,80 лв./MWh.

Комисията счита възражението относно размера на корекцията с фактора Z за основателно. В тази връзка корекцията с фактора Z е преизчислена по-долу.

В съответствие с т. VII.2.1. и т. VII.2.7. от настоящото решение Комисията приема за неоснователни исканията на дружеството за индексирание на оперативните разходи и за увеличение на разходите за балансиране.

В допълнение, предложената от дружеството стойност на оперативните разходи от 145 187 хил. лв. представлява увеличение с 45% спрямо утвърдените за първата година на предходния тригодишен регулаторен период и увеличение с 22 % спрямо индексиранияте оперативни разходи за последната година. Тези процентни стойности на увеличение не кореспондират с официалната информация за натрупана инфлация за горния период и последната година. Утвърдените оперативни разходи за първата година от следващия регулаторен период са с 11,05% по-високи спрямо утвърдените за предходната година – увеличение, съответстващо на ръста на разходите за заплати за района, попадащ в обхвата на лицензионната територия на дружеството и превишаващо отчетената инфлация от 9,5% за предходната година.

3.3.3. 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 282 700 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 $(3*AM_1 + 2*AM_2 + AM_3 - 6*AM_Ф)/3$, 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. (I_1)	2025 г. (I_2)	2026 г. (I_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 – 28 454 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) -42 780 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

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

$P_{отч.}$ – 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.;

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

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

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

$C_{мп.}$ – 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 196,34 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 среднопредетеглена цена, без прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 154,47 лв./MWh;

P_{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.	95 039
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	37 525
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	282 700
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.	28 454
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.	-42 780
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-1 300
9	Необходими годишни приходи, хил. лв. (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)	240 857
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 – **0,01279 лв./kWh;**

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,03689 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 – 240 857 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%

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 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. В законоустановения срок „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД не е депозирано становище по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

3.4.3. 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. (I_1)	2025 г. (I_2)	2026 г. (I_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		
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 $(р.5-р.6)*5,74\%*3 + (р.7-р.8)*3 - р.9$	-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%
6	Възвръщаемост (р.4*р.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 (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)	3 037

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
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 – 0,03742 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 – 3 037 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. П.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%
- Нощна	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. Становище на „Електрохолд Продажби“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-47-16 от 11.06.2024 г. „Електрохолд Продажби“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

„Електрохолд Продажби“ ЕАД изразява несъгласие с определените от КЕВР прогнозни количества електрическа енергия, които следва да закупува от обществения доставчик за покриване на потреблението на клиентите си, с аргумента, че при определяне на прогнозните количества за новия ценовия период дружеството се е съобразило с фактори като: изпълнение на мерки за енергийна ефективност; производство на електрическа енергия за собствено потребление; внедряване на високоефективни енергийни технологии от ново поколение за сградите и остъклените повърхности; навлизане на високоефективни охладителни и отоплителни инсталации; въвеждане на иновативни технологии, използващи геотермална, хидротермална и слънчева енергия, както и на използването на отпадна топлина и студ; поетапно излизане на битовите клиенти на свободен пазар. В тази връзка потвърждава заявените прогнозни количества за предстоящия регулаторен период в размер на 4 873 766 MWh.

Крайният снабдител подкрепя увеличението на цената на нощната тарифа, но обръща внимание, че с предложения от Комисията размер отново ще се покриват само част (56%) от разходите за закупуването ѝ от обществения доставчик. Дружеството поддържа разбирането си, че нощната тарифа следва да възстановява по-голям дял от разхода за покупка на електрическа енергия.

„Електрохолд Продажби“ ЕАД счита, че предложената от КЕВР надценка за дейността в размер на 44 759 хил. лв. няма да е достатъчна за покриване на реалните разходи на крайния снабдител, допълнителните разходи, които ще възникнат от очаквания ръст на разходите за балансиране, и полагащата се възвръщаемост.

Комисията приема възраженията на дружеството за неоснователни.

Количествата електрическа енергия на крайните снабдители следва да бъдат обвързани с количествата електрическа енергия, определени на обществения доставчик. За ценовия период 01.07.2023 – 30.06.2024 г. „Електрохолд Продажби“ ЕАД прогнозира, че ще са му необходими 4 746 813 MWh, като въпреки че прогнозата е коригирана от КЕВР на 4 926 799 MWh, дружеството е закупило от НЕК ЕАД със 139 307 MWh повече електрическа енергия спрямо определените количества в Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. Подобна ситуация се наблюдава през всяка от последните четири години, като „Електрохолд Продажби“ ЕАД във всяко заявление за цени за следващ регулаторен период излага аргументи, обосноваващи намалено потребление на крайните клиенти. В тази връзка искането на дружеството ще доведе до необосновани рискове относно обезпечеността с електрическа енергия на обществения доставчик.

По отношение твърдението на дружеството, че предложената от КЕВР надценка за дейността в размер на 44 759 хил. лв. няма да е достатъчна за покриване на реалните разходи на крайния снабдител, следва да се има предвид, че Комисията е утвърдила компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ в максимално допустимия размер – 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, като претенции за допълнителни разходи над тази стойност противоречат на горната разпоредба.

2.1.3. 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	0,16210
- Нощна	0,07104
2. Една скала	0,16210

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;
- необходими годишни приходи – 684 225 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 – **0,01354** лв./kWh;
2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,03803** 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. П.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. Становище на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-49-12 от 11.06.2024 г. „ЕВН България Електроснабдяване“

ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Крайният снабдител счита, че с оглед новите реалности на пазара на балансираща енергия е необходимо да се намери подход, при който тези разходи (по изчисления на дружеството в размер на 7,61 лв./MWh) да бъдат изцяло признати. В подкрепа на горното искане посочва, че от 01.05.2024 г. цените на балансиращата енергия са напълно свободни, в резултат на отпадането на правомощието на КЕВР да определя пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия и последващото приемане на методика по чл. 21, ал. 1, т. 11 от ЗЕ. Намира, че поради особеностите на пазара на балансираща енергия в Р България и по-точно ограничения брой доставчици и произтичащата от това липса на конкуренция, няма как този пазар да се саморегулира ефективно, още повече, че независимият преносен оператор все още не е част от европейските платформи за балансиране. Тези пазарни аномалии очаквано водят до цена на балансиращата енергия, достигаща (по прогнозни данни за м. май 2024 г.) стойности до 2 700 лв./MWh, без ДДС, като според дружеството не е изключено да се наблюдават дори и по-високи нива през следващите месеци. За сравнение обръща внимание, че средното ниво на цената на балансиращата енергия през 2023 г. е едва 219,54 лв./MWh, без ДДС.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД изразява несъгласие с непризнаването на разходи, необходими за постигане на очакваните спестявания вследствие на наложените му индивидуални цели за енергийна ефективност. Отбелязва, че за разлика от предишни години, няма претенции за предварително признаване на разходи, а за вече направени разходи, които са доказани по размер. Тези разходи са направени в изпълнение на целите на дружеството за енергийни спестявания чрез придобиване на удостоверения за енергийни спестявания (УЕС) за 5 555 MWh на стойност 99 990 лв., без ДДС, и то след проведена процедура по Закона за обществените поръчки, което според крайния снабдител гарантира пълна прозрачност. Следователно тези разходи са напълно обосновани и реално понесени, като дружеството счита изключването им от необходимите му годишни приходи за необосновано. На следващо място посочва, че действително Законът за енергийната ефективност (ЗЕЕ) определя като задължени лица предприятия от различни сектори, а не само от сектор „Електроенергетика“, но с уточнението, че УЕС могат да бъдат продавани само от задължените лица, които са преизпълнили целта си, на други задължени лица, които не са, т.е. чрез придобиването и съответно регистрирането на такива УЕС се изпълняват именно целите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, а не тези на трети лица и няма как те да се финансират чрез цените на електрическата енергия, какъвто мотив се излага от Комисията.

Комисията приема горните възражения за неоснователни.

По отношение искането на дружеството за признаване на разходи за балансиране в размер на 7,61 лв./MWh, следва да се има предвид, че тези разходи се покриват от компонентата за дейността. Комисията е утвърдила компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ в максимално допустимия размер – 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, като претенции за допълнителни разходи над тази стойност противоречат на горната разпоредба.

Комисията не приема възражението относно непризнаване на разходи за енергийна ефективност за основателно предвид мотивите, изложени в т. VIII.1.3. от единния подход. Посочените разходи в размер на 99 990 лв. не са обосновани от дружеството. Не са представени резултатите от обществената поръчка. Не са представени данни за разходите, които „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е извършило за постигане на индивидуалните цели, които прехвърля към дела, относим към лицензията си за доставчик от последна инстанция и търговия с електрическа енергия, за да може да се направи ефективна оценка каква част от закупените удостоверения за енергийни спестявания

следва да се отнесат към дейността „крайно снабдяване с електрическа енергия“ и каква част към останалите лицензионни дейности на дружеството.

2.2.3. 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	0,15926
- Нощна	0,06833
2. Една скала	0,15926

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;
- необходими годишни приходи – 599 398 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 – 0,01354 лв./kWh;**
- 2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03704 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. Становище на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-46-12 от 10.06.2024 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Дружеството отбелязва, че съгласно Закона за енергийната ефективност на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, в ролята на краен снабдител, е заложена индивидуална цел за енергийни спестявания, като постигането на тази цел е свързано или с разходи на дружеството за мерки за енергоспестяване или с вноски във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“. Посочва, че непризнаването на разходи за тази дейност в необходимите приходи, поставя дружеството в невъзможност да акумулира необходимите средства за осъществяването на вменените му от нормативната уредба мерки за енергийна ефективност. Предвид горните аргументи и на основание чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ прави искане Комисията да признае заявените разходи, свързани с наложени нормативни

задължения за енергийна ефективност, чиито размер възлиза на 711 хил. лв.

Комисията не приема възражението относно непризнаване на разходи за енергийна ефективност за основателно предвид мотивите, изложени в т. VIII.1.3. от единния подход. Не може да бъде споделено разбирането на крайния снабдител, че предварителното финансиране на разходите за енергийна ефективност следва да се осигури изцяло чрез цената за задължения към обществото или чрез включването им в необходимите приходи на дружеството. Подобно разбиране напълно игнорира паралелното наличие на множество алтернативни източници на средства, които могат да бъдат използвани за постигане на индивидуалните цели, чието ангажиране, обаче, е извън компетенциите на КЕВР. В тази връзка Комисията счита, че осигуряването на пълния финансов ресурс за целите на енергийната ефективност единствено чрез цените на електрическата енергия не намира в достатъчна степен нормативна опора в съществуващото енергийно законодателство.

В допълнение 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.

Посочените разходи в горните искания 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. Поради тези обстоятелства не е възможно да се прогнозира разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

2.3.3. 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	0,16341
- Нощна	0,06636
2. Една скала	0,16341

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 – 407 327 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 – 0,01354 лв./kWh;
2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03689 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	Предложени цени,	Изменение

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД			
	Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. цени, без ДДС	без ДДС, считано от 01.07.2024 г.	
	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. В законоустановения срок „ЕСП Златни Пясъци“ ООД не е депозирало становище по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

2.4.3. 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	0,15466
- Нощна	0,08471
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;
- необходими 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 – 0,01354 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 – 0,03742 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	3,10%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	1,85%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	-0,49%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	0,34%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	1,77%

Изказвания по т.3.:

Докладва П. Младеновски. След проведеното открито заседание по доклада за цени, са получени становища от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД, „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, „Национална електрическа компания“ ЕАД, както и от всички електроразпределителни и електроснабдителни дружества, с изключение на „ЕРП Златни пясъци“ АД и „ЕСП Златни Пясъци“ ООД. След проведеното обществено обсъждане становища в Комисията са постъпили от Асоциация „Хидроенергия“, Асоциация свободен енергиен пазар и Ветроенергийна асоциация. Всички са описани подробно в решението, а предложенията им са мотивирано отхвърлени.

Основните изменения, които са настъпили след общественото обсъждане са:

Първо, при „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД е коригирана техническата грешка, на която дружеството е обърнало внимание по време на откритото заседание, а именно при възвръщаемостта. При ЕРМ Запад също е направена корекция, при изчислението на Z фактора, като това е основната промяна, водеща до увеличение на цените, спрямо предложеното в доклада 1,39 средно увеличение, до 1,77%. Основната причина е обстоятелството, че при изчислението на Z фактора е използвана прогноза за месеците април, май и юни, която е била направена от средата на април.

По отношение на цената на пазара в размер на 124 лв. впоследствие се е оказало, че при използване на отчетните данни, както и по-скъпия месец юни, средната цена е в размер на около 155 лв. В тази връзка след корекцията Z фактора на всички електроразпределителни дружества значително е намалял, което е подействало обратнопропорционално на необходимите приходи, които са се увеличили. Това е единствената причина, поради която се вдига средното изменение на цените спрямо първоначално предложеното в доклада. Другата причина е, че при по-детайлно прецизиране на количествата, без да се променя общата им бройка в микса на НЕК, цената на обществения доставчик се е повишила с една стотинка спрямо първоначално предложената.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката и чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо във връзка с чл. 21, ал. 1, т. 8а и 8г и чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 6, т. 9, т. 10, т. 13 и т. 17 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 1, т. 3 – 6, т. 10 и чл. 3, ал. 7 от Наредба № 1 от

14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, работната група предлага на Комисията да вземе решение, така както подробно е описано в проекта на решение.

Пл. Младеновски добави, че в представения проект на решение има допуснати две технически грешки. Цифрите в частта относно Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (по-специално разходите за премии на дружествата, които произвеждат високоефективно комбинирано производство на електрическа енергия) би следвало да се коригират: разходите и общите разходи на Фонда със 116 500 лв. Това е във връзка с отбелязаното от г-н Паунов в предходната точка, а именно: с корекцията в премиите на „Брикел“ ЕАД и „ТЕЦ - Бобов дол“ АД.

Ив. Н. Иванов обобщи, че Пл. Младеновски е докладвал това, което е настъпило като промени в доклада от преди около един месец до днешния ден. Това, което ще отбележат медиите е, че от 1,39% средно повишение на цената на електроенергията за битовите крайни клиенти, цената отива на 1,77%, което напълно запазва прогнозата, която е направена от КЕВР за повишение от около 2%. Даже може да се каже и под 2%, защото 1,77% отново е под 2%. Съвсем естествено е, че в рамките на един месец са настъпили промени. В случая през този месец има известно повишаване, което се наблюдава от цените на пазара „Ден напред“ и съответно чуждите сделки реагират в посока повишаване.

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

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката и чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо във връзка с чл. 21, ал. 1, т. 8а и 8г и чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 6, т. 9, т. 10, т. 13 и т. 17 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 1, т. 3 – 6, т. 10 и чл. 3, ал. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Определя за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.:

1. Прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да закупува електрическа енергия, както следва:

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

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							
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 2025	1 078 905	5 431 200	3 156 000	2 628 000	3 069	281 455	12 578 629

2. Количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители – 12 578 629 MWh, от които:

- за „Електрохолд Продажби“ ЕАД – 5 007 933 MWh;
- за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 387 068 MWh;
- за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 2 981 281 MWh;
- за „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – 2 455 MWh.

3. Процедурата за заявяване и разпределението на количества електрическа енергия от обществения доставчик към производителите за покриване на потреблението на крайните снабдители се осъществява съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия и сключените договори между обществения доставчик и съответното енергийно дружество.

II. Утвърждава, считано от 01.07.2024 г.:

1. Цена за задължения към обществото в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС, приходите от която цена се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Цената за задължения към обществото се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, крайните снабдители и електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

2. На АЕЦ Козлодуй“ ЕАД цена, по която продава електрическа енергия на обществения доставчик, в размер на 65,47 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 1 022 383 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 15 615 000 MWh.

3. На „Национална електрическа компания“ ЕАД:

3.1. Цена на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 90,78 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 276 675 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 3 047 769 MWh;

3.2. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, в размер на 127,69 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 5,70 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 1 606 165 хил. лв. и количество електрическа енергия – 12 578 629 MWh.

4. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

4.1. 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;

4.2. 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;

4.3. 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 електроразпределителни мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане;

4.4. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 12,70 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 422 890 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 300 000 MWh.

5. На електроразпределителните дружества:

5.1. Приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“, при продължителност на седмия регулаторен период – 3 години;

5.2. На „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД цени за първата ценова година от седмия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 393 359 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 393 354 MWh, както следва:

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02741 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00770 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01173 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03803 лв./kWh.

5.3. На „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени за първата ценова година от седмия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 358 376 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 611 515 MWh, както следва:

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02672 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00819 лв./kWh;

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01149 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03704 лв./kWh.

5.4. На „Електроразпределение Север“ АД цени за първата ценова година от седмия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 240 857 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 5 445 000 MWh, както следва:

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02898 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00977 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01279 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03689 лв./kWh.

5.5. На „Електроразпределение Златни пясъци“ АД цени за първата ценова година от седмия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 3 037 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 55 293 MWh, както следва:

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02049 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00927 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03742 лв./kWh.

6. На крайните снабдители:

6.1. На „Електрохолд Продажби“ ЕАД:

6.1.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителна мрежа на ниско напрежение, при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,94 лв./MWh, необходими годишни приходи – 684 225 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 5 007 933 MWh, 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	0,16210
- Нощна	0,07104
2. Една скала	0,16210

6.1.2. Клиентите на „Електрохолд Продажби“ ЕАД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

- цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01354 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00770 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03803 лв./kWh.

6.2. На „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД:

6.2.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителна мрежа на ниско напрежение, при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,94 лв./MWh, необходими годишни приходи – 599 398 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 4 387 068 MWh, 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	0,15926
- Нощна	0,06833
2. Една скала	0,15926

6.2.2. Клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

- цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01354 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00819 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03704 лв./kWh.

6.3. На „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД:

6.3.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,94 лв./MWh, необходими годишни приходи – 407 327 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 2 981 281 MWh, 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	0,16341
- Нощна	0,06636
2. Една скала	0,16341

6.3.2. Клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

- цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01354 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00977 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03689 лв./kWh.

6.4. На „ЕСП Златни пясъци“ ООД:

6.4.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,94 лв./MWh, необходими годишни приходи – 335 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 2 455 MWh, 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	0,15466
- Нощна	0,08471
2. Една скала	–

6.4.2. Клиентите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

– цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01354 лв./kWh;
– цена за достъп до електроразпределителна мрежа – 0,00927 лв./kWh;
– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03742 лв./kWh.

III. Отказва на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

IV. Отказва на „ТЕЦ Бобов дол“ АД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

V. Отказва на „ТЕЦ Марица 3“ АД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

В заседанието по **точка трета** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Александър Йорданов, Благой Голубарев.

Решението е взето с **три гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов - за, Благой Голубарев - за), от които **два гласа** (Александър Йорданов, Благой Голубарев) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.4. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-13-147-2 от 29.03.2024 г. от държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, събраните данни

от проведеното на 11.06.2024 г. открито заседание и на 13.06.2024 г. обществено обсъждане, установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 15 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежи цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

С Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г. КЕВР е утвърдила на ДП НКЖИ приложим метод на регулиране „горна граница на приходи“ и продължителност на четвъртия регулаторен период – 3 години, както и е утвърдила за първата ценова година на регулаторния период цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 0,12979 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи – 37 044 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 285 412 MWh.

С Решение № Ц-20 от 01.07.2022 г. КЕВР е утвърдила на ДП НКЖИ за втората ценова година от четвъртия регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 0,14274 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи – 43 401 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 304 059 MWh.

С Решение № Ц-15 от 30.06.2023 г. КЕВР е утвърдила на ДП НКЖИ за третата ценова година от четвъртия регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 0,13139 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи – 42 984 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 327 160 MWh.

Предвид горното в разглежданото административно производство на ДП НКЖИ следва да се утвърди приложим метод на регулиране, продължителност на новия регулаторен период и цена по чл. 30, ал. 1, т. 15 от ЗЕ.

Съгласно чл. 3, ал. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) Комисията с решение определя приложим метод за регулиране на енергийните предприятия, като се ръководи от принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ. С оглед осигуряване на устойчивост на ценовото регулиране, както и на равнопоставеност с дружествата, осъществяващи дейността „разпределение на електрическа енергия“, е обосновано при регулирането на цената за разпределение на тягова електрическа енергия на ДП НКЖИ да продължи да се прилага методът „горна граница на приходи“ съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ, при който регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години, като след проведен регулаторен преглед Комисията утвърждава цени и необходимими 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. При този метод за регулиране енергийните дружества са мотивирани да работят по-ефективно, тъй като имат възможност да реализират допълнителна възвръщаемост, ако постигнат определените от КЕВР 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 определените показатели за предходната година. 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 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 определяне на продължителността на петия регулаторен период на дружеството следва да бъдат взети предвид следните обстоятелства: по-продължителен срок на регулаторния период би довел до по-голяма стабилност и прогнозируемост за ДП НКЖИ и за неговите клиенти; по-кратък регулаторен период ще създаде възможност Комисията да провежда по-ефективен контрол по отношение на извършените разходи за осъществяване на лицензионната дейност по вид, обем и стойност, обема на извършените инвестиции, да прави оценка на постигнатия икономически ефект и влиянието му върху ефективността на работа, да отчита изменението на потреблението на тягова електрическа енергия, влиянието на промените в икономическите условия в страната и др. С оглед гореизложеното е обосновано да бъде утвърдена продължителност от 3 (три) години на петия регулаторен период за ДП НКЖИ. По този начин във връзка с промяната в структурата на разходите, включени в цената за разпределение на тягова електрическа енергия и инфраструктурните такси, събирани от ДП НКЖИ за достъп до железопътната инфраструктура, ще се балансират стимулите и рисковете, произтичащи от по-продължителен ценови период, както за дружеството, така и за клиентите му.

По силата на чл. 9, ал. 3 от Закона за железопътната инфраструктура (ЗЖИ) ДП НКЖИ е основен управител на железопътната инфраструктура и дейността му е регламентирана в норми на европейското и на вътрешното законодателство. В Регламента за изпълнение (ЕС) 2015/909 на Комисията от 12 юни 2015 година относно реда и условията за изчисляване на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга (Регламент 2015/909) са уредени редът и условията за изчисляване на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга. Според посочения регламент ДП НКЖИ следва да прилага такси за минимален достъп до железопътната инфраструктура, които се определят на равнището на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга. В чл. 3, пар. 1 от Регламент 2015/909 се посочва, че преките разходи за цялата мрежа се изчисляват като разликата между разходите за предоставяне на услугите от пакета за минимален достъп и за достъп до инфраструктурата, която свързва обслужващи съоръжения, от една страна, и от друга – недопустимите разходи. Като преки разходи, които следва да се включат в пакета за минимален достъп съгласно Регламент 2015/909, се определят разходите за поддръжка и ремонт на контактната мрежа, без разходите за амортизации на контактната мрежа, разходите за механизация и разходите за персонал, свързан с експлоатацията на контактната мрежа, т.е. разходите, включени в пакета за минимален достъп, не следва да са ценообразуващ елемент на цената за разпределение на тягова електрическа енергия.

Съгласно чл. 35, ал. 3 от Закона за железопътния транспорт, размерът на таксите се определя от управителя на железопътната инфраструктура съгласно методика за изчисляване на инфраструктурните такси (пакет за минимален достъп), събирани от управителя на инфраструктурата, приета от Министерския съвет по предложение на министъра на транспорта, информационните технологии и съобщенията.

Назначената със Заповед № 3-Е-143 от 16.05.2024 г. на председателя на КЕВР работна група е извършила анализ на данните, съдържащи се в подаденото от ДП НКЖИ заявление. Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-704 от

31.05.2024 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 160 от 04.06.2024 г., т. 4. В изпълнение на разпоредбата на чл. 47 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) е проведено открито заседание на 11.06.2024 г. Постъпило е становище с вх. № Е-13-147-4 от 07.06.2024 г. от ДП НКЖИ, в което дружеството е посочило, че приема изводите в приетия от Комисията доклад.

На основание чл. 48 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 170 от 13.06.2024 г., т. 3 е приела проект на решение за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, който е подложен на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ, проведено на 13.06.2024 г. След проведеното обществено обсъждане не са постъпили становища по представения проект на решение.

I. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление с вх. № Е-13-147-2 от 29.03.2024 г. ДП НКЖИ е предложило за първата ценова година от петия регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия в размер на 0,16422 лв./kWh, без ДДС, при следните ценообразуващи елементи:

1. Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е в размер на 25 207 хил. лв., в т.ч. разходи за закупена електрическа енергия за технологични разходи в размер на 2 000 хил. лв.;

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 15 509 хил. лв.;

3. Регулаторната база на активите (РБА) е в размер на 43 109 хил. лв., в т.ч.:

– призната балансова стойност на активите – 120 316 хил. лв.;

– среден номинален размер на инвестициите – 40 006 хил. лв.;

– необходим оборотен капитал – 4 558 хил. лв.;

4. Необходимите годишни приходи са в размер на 49 092 хил. лв.;

5. Нормата на възвръщаемост на капитала е в размер на 1,17%;

6. Количеството електрическа енергия, разпределена до клиентите на тягова електрическа енергия, е в размер на 298 940 MWh.

II. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на ДП НКЖИ и представения годишен финансов отчет на дружеството за 2023 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

1. Технологични разходи при разпределение на електрическа енергия.

1.1. Размер на технологичните разходи:

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-30 от 01.07.2019 г. и Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г. КЕВР е определила на ДП НКЖИ технологичен разход за третия и съответно за четвъртия регулаторен период в размер на 7% и 4,7% от количеството пренесена активна електрическа енергия.

В заявлението си за утвърждаване на цени ДП НКЖИ посочва, че е извършена експертна оценка на потенциала за енергийна ефективност на съответните мрежи чрез намаляване на технологичните разходи, както и анализ на преноса, разпределението, управлението на товарите и ефективното функциониране на разпределителната мрежа на дружеството. Във връзка с това дружеството е предложило технологичен разход в размер на 4,7% от пренесената електрическа енергия.

При извършения преглед на отчетените данни на дружеството се установява, че е налице тенденция за намаляване на технологичните разходи на ДП НКЖИ за четвъртия регулаторен период до 1,42%. Тази тенденция показва, че дружеството е предприело действия и мерки за оптимизиране, ефективно управление и експлоатиране на електроразпределителната мрежа, което е довело и до намаляване на технологичния разход.

Предвид горното и с оглед определения метод за регулиране е обосновано технологичният разход за пренос на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт през следващия регулаторен период да бъде определен в размер на 2,00% от пренесената електрическа енергия.

1.2. Цена на електрическата енергия за технологичен разход

Съгласно 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. Прогнозните нива на технологичните разходи по разпределението се остойностяват по сумата от тази цена, цената за задължения към обществото и цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа (чл. 28, ал. 3 от НРЦЕЕ). В Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР е изчислена прогнозна пазарна цена за операторите на електроразпределителни мрежи в размер на 185,38 лв./MWh, разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh, цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 0,85 лв./MWh, цена за пренос през електропреносната мрежа в размер на 12,70 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 0,00 лв./MWh. В тази връзка прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на ДП НКЖИ е в размер на 200,73 лв./MWh.

2. Разходи за амортизации

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

$$AM = (AM_1 + AM_2 + AM_3) / 3 - AM\phi + (2,5 * AMI_1 + 1,5 * AMI_2 + 0,5 * AMI_3) / 3,$$

където:

AM – средни разходи за амортизации през петия регулаторен период;

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

$AM\phi$ – средна стойност на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин;

AMI_1 , AMI_2 и AMI_3 – разходи за амортизации на инвестициите през съответната година на регулаторния период.

По този начин коректно може да се определи стойността на амортизациите въз основа на конкретния оставащ полезен живот на съществуващите активи за всяка ценова година. За целите на ценообразуването е заложена средноаритметична стойност на разходите за амортизации на съществуващите активи за трите ценови години на петия регулаторен период, като AM_1 , AM_2 и AM_3 отразяват разходите за амортизации на съществуващите активи съответно за 2024 г., 2025 г. и 2026 г.

хил. лв.

1	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи	15 535
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи	-11 114
3	Амортизация на инвестициите	3 041
4	Среден годишен разход за амортизации	7 462

3. Регулаторна база на активите

3.1. Балансова стойност на съществуващите активи

$$AB = A - \Phi - AM,$$

където:

AB – средна балансовата стойност на съществуващите активи за петия регулаторен период;

A – 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 и др.;

AM – 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 изчисляване на стойността на активите, балансовата стойност на активите, която ще бъде включена в РБА за периода, следва да отразява средната стойност на съществуващите възмездно придобити активи за 2021 г., 2022 г. и 2023 г. За целите на изчисляването, балансовата стойност на активите на дружеството към 31.12.2023 г. е коригирана със стойността на амортизационните отчисления за съответните ценови години от четвъртия регулаторен период. В тази връзка стойността на амортизацията за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност, следва да се определи по следната формула, която следва логиката на изчисление на стойността на активите:

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

където:

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

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

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

1	Балансова стойност на активите към 31.12.2023 г.	120 316
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин	89 952
3	Средна стойност за периода на изведени от експлоатация активи	35
4	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2023 г. (р.1-р.2- р.3)	30 329
5	Средна стойност на амортизациите $(3*AM_1 + 2*AM_2 + AM_3 - 6*AM\Phi)/3$	8 841

6	Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.4-р.5)	21 488
----------	--	---------------

3.2. Среден номинален размер на инвестициите

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

където:

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

*I*₁, *I*₂ и *I*₃ – прогнозни нетни инвестиции през съответната ценова година, хил. лв.

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

С оглед точното позициониране на направените инвестиции през годината и коректното им включване в РБА, за целите на ценообразуването се приема, че всички инвестиции за съответната година са извършени по средата на годината и дружеството следва да реализира възвръщаемост само за половината от годината, през която е извършена инвестицията. Прилагайки горната формула, средният номинален размер на инвестициите е изчислен в размер на 39 981 хил. лв.

3.3. Необходим оборотен капитал

Съгласно чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ в случай, че дружеството не представи информация и необходимите документи за изчисляването на необходимия оборотен капитал или КЕВР приеме, че стойността на оборотния капитал е необоснована, то неговата стойност се определя като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. В тази връзка е извършена корекция по отношение на заявления от дружеството необходим оборотен капитал, в резултат на която необходимият оборотен капитал е изчислен в размер на 4 461 хил. лв.

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

При изчисляване на експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“ са взети предвид стойността на заявените от дружеството разходи за експлоатация и поддръжка, административните разходи и разходите с общо предназначение, които са намалени с разходите за закупена електрическа енергия за технологичен разход. В тази връзка експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“ са изчислени в размер на 43 150 хил. лв.

5. Норма на възвръщаемост

Не са извършвани корекции на предложената от ДП НКЖИ стойност на нормата на възвръщаемост в размер на 1,17%.

6. Корекции съгласно 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 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. 7 от НРЦЕЕ при прилагане на метода „горна граница на приходи“ се извършва и корекция с фактора Z, като в чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ е предвидена възможност за първата година от регулаторния период КЕВР да приложи корекция с фактора Z.

6.1. Корекция съгласно чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ

По отношение на извършените от ДП НКЖИ инвестиции е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на 1 109 хил. лв.

		2020 г. (И1)	2021 г. (И2)	2023 г. (И2)
		отчет	отчет	отчет
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	7 153	28 879	15 137
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	1 247	26 134	5 442
3	Нетна амортизация, Ап, хил. лв.	712	410	1 448
4	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3)	5 195	2 335	8 247
5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $I = (2,5*И1 + 1,5*И2 + 0,5*И3)/3$	6 871		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-30 от 01.07.2019 г., хил. лв.	9 191		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3, хил. лв.	1 040		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-30 от 01.07.2019 г., хил. лв.	1 435		
9	Корекции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ приложени за предходни ценови години	-157		
10	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*1,15%*3+(р.7-р.8)*3-р.9	-1 109		

6.2. Корекция по чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ

Приложена е корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z, на стойност 1 160 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи на дружеството – 42 984 хил. лв.;

$P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 39 278 хил. лв. съгласно представената от ДП НКЖИ информация относно отчетени количества разпределена тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2023 г. до 31.05.2024 г., както и прогноза за месеците май и юни 2024 г.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 327 160 MWh;

E_{отч.} – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 299 659 MWh, съгласно представената от ДП НКЖИ информация относно отчетени количества разпределена тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2023 г. до 31.05.2024 г., както и прогноза за месеците май и юни 2024 г.;

TR_{одоб.} – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 4,7%;

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 съгласно Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР;

Ц_{тр.1} – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране съгласно Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР;

В резултат на направените изчисления на ценообразуващите елементи, цената за разпределение на тягова електрическа енергия по железопътните мрежи за първата ценова година на петия регулаторен период е в размер на 0,1486 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи – 44 423 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 298 940 MWh.

Изказвания по т.4.:

Докладва М. Трифонов. След проведеното открито заседание и обществено обсъждане е постъпило едно становище от дружеството ДП НКЖИ, което не възразява срещу направените изводи в доклада.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 15 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, работната група предлага на Комисията да вземе следното решение:

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Утвърждава, считано от 01.07.2024 г., на държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“:

- 1. Приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“;*
- 2. Продължителност на петия регулаторен период – 3 години;*
- 3. Цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за първата ценова година от петия регулаторен период в размер на 0,1486 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи – 44 423 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 298 940 MWh.*

Ив. Н. Иванов каза, че си спомня, че на общественото обсъждане са присъствали представители на „БДЖ - Пътнически превози“, които са имали възражения и запитал М. Трифонов дали след общественото обсъждане е постъпило становище от тях.

М. Трифонов отговори, че не е постъпило писмено становище от тяхна страна.

Ал. Йорданов обърна внимание, че представителите в откритото заседание и общественото обсъждане са били на „БДЖ - Товарни превози“. Техните възражения не са били относими към предмета на общественото обсъждане. Другото нещо, което следва да се отбележи е, че единственото постъпило становище е на заявителя Държавно предприятие „НКЖИ“, който няма възражение по проекта на решение.

Ив. Н. Иванов каза, че е съгласен с направения коментар от Ал. Йорданов.

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

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 15 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Утвърждава, считано от 01.07.2024 г., на държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“:

1. Приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“;
2. Продължителност на петия регулаторен период – 3 години;
3. Цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за първата ценова година от петия регулаторен период в размер на 0,1486 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 44 423 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 298 940 MWh.

В заседанието по **точка четвърта** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Александър Йорданов, Благой Голубарев.

Решението е взето с **три гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов - за, Благой Голубарев - за), от които **два гласа** (Александър Йорданов, Благой Голубарев) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

Определя преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, считано от 01.07.2024 г.

По т.2. както следва:

Считано от 01.07.2024 г., утвърждава пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ на 31 броя дружества.

По т.3. както следва:

Утвърждава цени в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2024 г.

По т.4. както следва:

Утвърждава, считано от 01.07.2024 г., на държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“:

1. Приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“;

2. Продължителност на петия регулаторен период – 3 години;
3. Цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за първата ценова година от петия регулаторен период в размер на 0,1486 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 44 423 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 298 940 MWh.

Приложение:

1. Решение на КЕВР № Ц-15 от 30.06.2024 г. относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, считано от 01.07.2024 г.

2. Решение на КЕВР № Ц-16 от 30.06.2024 г. относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.07.2024 г.

3. Решение на КЕВР № Ц-17 от 30.06.2024 г. утвърждаване цени в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2024 г.

4. Решение на КЕВР № Ц-18 от 30.06.2024 г. относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
А. Йорданов

.....
Б. Голубарев

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ЗА ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

ЮЛИЯН МИТЕВ

(Съгласно Заповед № 705 от 27.06.2024 г.)

Протоколирал:

И. Зашева - главен експерт