



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ
Комисия за енергийно
и водно регулиране



ПРОТОКОЛ

№ 1

София, 01.01.2025 година

Днес, 01.01.2025 г. от 14:48 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 присъства членът на Комисията Благой Голубарев и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

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

Ив. Н. Иванов честити Новата година на всички служители на КЕВР, които дават всичко от себе си през цялата година, а и на 1-ви януари, и влагат своята компетентност в решенията на Комисията за енергийно и водно регулиране. Ив. Н. Иванов специално отбелязва, че това е петата поредна Нова година, в която Комисията заседава. Досега това е било свързано с решения за цената на природния газ за м. януари, но сега решенията са много повече, защото се включват цените на електрическата и топлинната енергия за периода от 1-ви януари до 30-ти юни 2025 г. Ив. Н. Иванов пожела на всички преди всичко здраве, защото на всяка възраст то се явява най-доброто пожелание, семеен уют, взаимно уважение, любов, радост от успехите на близките хора и децата. Председателят благодари на служителите на КЕВР, че вече близо десет години работи заедно с тях, за него това е най-високата чест и най-голямото предизвикателство в живота, който е изпъстрен с много напрежение и отговорности, но отговорностите през последните десет години са несравнимо по-големи и благодарение на Господ има сили да остане във форма практически до завършването на мисията си в КЕВР.

Ив. Н. Иванов каза, че независимо от силния натиск, който се оказва отвън върху Комисията за енергийно и водно регулиране, не се поддава на такъв, било на политически или корпоративни влияния. Комисията ще изпълни своите задължения съобразно закона и нормативната уредба. Всичко по процедурата, която завършва, е изпълнено. Тя е изцяло според закона и това дава силата и увереността, че се защитава обществения интерес.

Ив. Н. Иванов поясни, че Комисията ще проведе две последователни закрити заседания. Първото е посветено на цените на електрическата и топлинната енергия, а второто на цените на природния газ. Първото заседание касае цените от 01.01.2025 г. до 30.06.2025 г., а второто касае цените на природния газ единствено за м. януари.

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 изменение на определените с решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW.

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

2. Проект на решение относно изменение на утвърдените с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране пределни цени на топлинната енергия и 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 дружествата от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.01.2025 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Боян Паунов, Георги Петров, Владимир Петров, Десислава Сиракова, Йовка Велчева, Надежда Иванова и Ненко Ненков

3. Проект на решение относно изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране.

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 изменение на цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, утвърдена с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., в частта по т. 3 на Комисията за енергийно и водно регулиране.

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 с определянето на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, установи следното:

По силата на чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) определя ежегодно премии за

електрическа енергия от възобновяеми източници, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW. С Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в частта по т.ІІ и т.ІІІ, КЕВР е определила за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. премии за електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ), произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW.

Според чл. 31б, ал. 2 от ЗЕ определените премии се изменят, но не по-често от веднъж на шест месеца, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна цена за базов товар спрямо постигната и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия. Аналогична на чл. 31б, ал. 2 от ЗЕ е разпоредбата на чл. 40, ал. 2 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

С оглед установяване на необходимостта за откриване на процедура за изменение на премиите, определени с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в частта по т.ІІ и т.ІІІ, е направен анализ на изменението на определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия, както следва:

По смисъла на чл. 21, ал. 1, т. 8г от ЗЕ КЕВР определя за целите на ценообразуването ежегодно прогнозна пазарна цена, въз основа на която се формира ценообразуващият елемент на цените на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи, отразяващ разходите им за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологични разходи. В тази връзка, Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар въз основа на анализ на фючърските и/или форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси, както и на относимите към българския пазар фючърски сделки на европейска борса, както и групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група – по отношение на производителите на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия; производителите на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия; производителите на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW и на производителите на електрическа енергия, произведена от биомаса, на пазара ден напред – арг. от чл. 37а и чл. 37б, ал. 1 и ал. 2, т. 4, 5, 6 и 7 от НРЦЕЕ.

Предвид горното, с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. КЕВР е определила прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 173,09 лв./MWh, както и прогнозна пазарна цена за същия период за групите: производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 141,49 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 166,71 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 184,70 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 175,62 лв./MWh.

От друга страна, постигнатата към 31.12.2024 г. цена за базов товар на пазара ден напред за периода 01.07.2024 г. – 31.12.2024 г. е в размер на 250,07 лв./MWh. По данните към 30.12.2024 г., фючърсите за българския пазар на Европейската електроенергийна борса (EEX) за първо тримесечие на 2025 г. (Q1 2025) са на нива от 136,04 евро/MWh, а за второ тримесечие на 2025 г. (Q2 2025) – от 88,51 евро/MWh, т.е. за първото полугодие на 2025 г. – 112,28 евро/MWh (219,59 лв./MWh). Постигнатите нива на фючърсите за съседните пазари са с около 2-3 евро/MWh над тези за българския пазар.

Видно от горните данни отклонението от определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., която е в размер на 173,09 лв./MWh, спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар е над 30%. В тази връзка, обаче, следва да бъдат съобразени и

обстоятелствата, а именно:

Действително стойностите на фючърските сделки за първото полугодие на 2025 г. имат прогнозен характер и се характеризират с относителна волатилност в зависимост от различни фактори, но предвид отчетените до настоящия момент цени на пазара „Ден напред“, за да се понижи цената за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. под 199,05 лв./MWh (определената прогнозна пазарна цена за целите на ценообразуването по Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, увеличена с 15%), то следва за първото полугодие на 2025 г. цената за базов товар да е около 148 лв./MWh, което е нереалистично, предвид стойностите на фючърсите и обстоятелството, че започва зимния сезон.

Видно от горните данни, прогнозната пазарна цена за базов товар, при отчитане на постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. на организиран борсов пазар на електрическа енергия, следва да е около 120 евро/MWh, като е нужно да се отчетат и различните допълнителни фактори, които оказват влияние върху нея. Основният движещ фактор за покачването на цените на регионалните борси е дефицитът на електрическа енергия, особено в пиковите часови диапазони, на фона на увеличен капацитет за износ към Украйна, чиято енергийна инфраструктура продължава да бъде разрушавана. През зимните месеци износът към Украйна ще окаже допълнителен натиск на дефицитния пазар в Югоизточна Европа, предвид ограничения воден ресурс и липсата на достатъчно работещи гъвкави мощности. Наблюдават се и други фактори, които допълнително влияят на възходящия тренд на цената, като: опасенията за нова газова криза и повишението на цената на природния газ; повишеното потребление предвид по-студеното време спрямо 2023 година; различните форми на компенсации/помощи в региона, които изкривяват пазара чрез липса на търсене на дългосрочни продукти и нелимитирани оферти на краткосрочните пазари; гъвкавите мощности в региона при липса на воден ресурс са неконкуретни и активирането им води до нереално високи цени.

От началото на м. ноември 2024 г. пазарът на електрическа енергия се характеризира с изключителна волатилност, като за този двумесечен период изменението на фючърсите е с над 25,00 евро/MWh, като достига върхови стойности на 21.11.2024 г., след което бележи сериозен спад до 21.12.2024 г., като до края на годината отново се отчита ръст. При такава рязка динамика не може да се прогнозира доколко устойчива е тенденцията от последните два месеца. Освен това, цената ще се прилага през относително дълъг период – 6 месеца, поради което същата не следва механично да отразява всяко колебание, още повече, че в много случаи моментните стойности на фючърсите отразяват факти и обстоятелства със спорадичен и случаен характер. Следва да се отбележи и обстоятелството, че прогнозната пазарна цена на практика основно се прилага за производители, чието производство също има непостоянен характер и може да се повлияе от непредвидими фактори, поради което при прогнозирането следва да се подхожда изключително консервативно. В тази връзка, при настоящото определяне на прогнозната пазарна цена следва да се вземат предвид и ниските стойности на фючърските сделки към началото на м. ноември 2024 г. и средата на м. декември, като прогнозата се редуцира с около 11 евро/MWh до 108,50 евро/MWh.

При отчитане на горните факти и аргументи, прогнозната пазарна цена за базов товар следва да бъде в размер на 212,21 лв./MWh.

На основание чл. 376, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ във връзка с ценообразуването по Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. Комисията е определила групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара ден напред за предходната календарна година от съответната група – 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.

Предвид горното, при определената към настоящия момент прогнозна пазарна цена за базов товар в размер на 212,21 лв./MWh, прогнозната пазарна цена за групите производители следва да бъде:

1. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 173,46 лв./MWh;
2. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 204,39 лв./MWh;
3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 226,45 лв./MWh;
4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 215,31 лв./MWh.

С оглед изложеното, отклонението между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 173,09 лв./MWh спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар в размер на 212,21 лв./MWh е в размер на 22,60 %, в същия размер е и тази разлика по отношение на прогнозните пазарни цени за производителите на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия; производителите на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия; производителите на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW и на производителите на електрическа енергия, произведена от биомаса.

Посочената разлика обоснова наличие на съществено изменение на прогнозната пазарна цена за базов товар по смисъла на § 1, т. 16а от Допълнителната разпоредба (ДР) на НРЦЕЕ, според която разпоредба съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за съответен период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар е налице, ако това изменение е в размер над 15 на сто.

Предвид горните факти и обстоятелства, КЕВР с решение по Протокол № 360 от 13.12.2024 г., по т. 1 е открила процедура за изменение на премиите, определени с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в частта по т. т. II и т. III на КЕВР при условията на чл. 31б, ал. 2 от ЗЕ и е приела съкратена процедура и срокове за нейното провеждане.

Със Заповед № 3-Е-364 от 09.12.2024 г. на председателя на КЕВР е създадена работна група със задача да анализира изменението между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия и ако това изменение е съществено да извърши анализ по отношение на изменение на определените с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на КЕВР премии за електрическа енергия от възобновяеми източници, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW. В тази връзка е изготвен доклад с вх. № Е-Дк-1404 от 12.12.2024 г., който е приет от Комисията с решение по т. 1 от Протокол № 360 от 13.12.2024 г. Със същото решение КЕВР е приела и проект на решение относно изменение на определените с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на Комисията премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW. Проектът на решение е подложен на обществено обсъждане, което е проведено на 18.12.2024 г., като на заинтересованите лица е даден срок за изразяване на становища по проекта на решение.

В конкретния случай, настоящото административно производство е свързано с изменението на определените с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на КЕВР премии, които се изчисляват като разлика между вече определени, съответно актуализирани преференциални цени на електрическата енергия и прогнозната цена на организирания борсов пазар. Следва да се има предвид също, че по силата на чл. 100, ал. 4 от ЗЕ сделките, които се сключват от производители на електрическа енергия от възобновяеми

източници, с обект с обща инсталирана мощност 0,5 MW и над 0,5 MW, се осъществяват на организиран борсов пазар на електрическа енергия по свободно договорени цени. Следователно тези сделки, се осъществяват по свободно договорени цени извън регулирания пазар.

В предоставения срок от заинтересованите лица, са постъпили 32 броя идентични становища (от дружества производители на електрическа енергия, собственици на ФЕЦ), както следва:

1. Становища с писма с вх. № Е-13-126-4 от 20.12.2024 г. от „АСМ-БГ Инвестиции“ АД; с вх. № Е-12-00-533 от 20.12.2024 г. от „Геовид“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-534 от 20.12.2024 г. от „Соларен парк Хаджидимово 1“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-535 от 20.12.2024 г. от „Каравелово Солар“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-537 от 20.12.2024 г. от „Меден Кладенец Солар“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-538 от 20.12.2024 г. от „Ханово 2 Солар“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-540 от 20.12.2024 г. от „Ник Енерджи“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-542 от 20.12.2024 г. от „Кукорево 1 Солар“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-544 от 20.12.2024 г. от „Солар Груп Системс ЕООД; с вх. № Е-12-00-546 от 20.12.2024 г. от „Солар-Плана“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-547 от 20.12.2024 г. от „Соларен парк Хаджидимово 2“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-548 от 20.12.2024 г. от „Грийн Енерджи Парк“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-550 от 20.12.2024 г. от „Кадийца“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-551 от 20.12.2024 г. от „Солар Р1 ЕООД; с вх. № Е-12-00-552 от 20.12.2024 г. от „Венто Еко Енерджи“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-553 от 20.12.2024 г. от „Солар Ел Систем“ ЕАД; с вх. № Е-12-00-555 от 20.12.2024 г. от „Пи Ви Инвест БГ“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-556 от 20.12.2024 г. от „Солар РАС“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-558 от 20.12.2024 г. от „Консулт Солар“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-559 от 20.12.2024 г. от „РЕС Технолъджи“ АД; с вх. № Е-12-00-560 от 23.12.2024 г. от „Еко Хелиос Енерджи“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-561 от 23.12.2024 г. от „Финер Солар“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-562 от 23.12.2024 г. от „Ботево 1 Солар“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-567 от 20.12.2024 г. от „Би Си Ай Казанлък Холдинг“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-532 от 20.12.2024 г. от „Глобал Биомет“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-536 от 20.12.2024 г. от „Биомет Солар Пчеларово“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-539 от 20.12.2024 г. от „Сън Енерджи Кула 1“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-541 от 20.12.2024 г. от „Биомет“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-543 от 20.12.2024 г. от „Гисолар“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-545 от 20.12.2024 г. от „ЕРРА 2010“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-549 от 20.12.2024 г. от „Еко Уъркс“ ЕООД; с вх. № Е-12-00-554 от 20.12.2024 г. от „Сънфалуър-Угърчин“ ЕООД и с вх. № Е-12-00-557 от 20.12.2024 г. от „Агроройд“ ЕООД

Дружествата посочват, че не са съгласни с анализа на КЕВР относно определяне на прогнозната пазарна цена в размер на 179,86 лв./MWh за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, респективно премии за предстоящия регулаторен период. В тази връзка считат, че липсва основание за увеличение на прогнозната пазарна цена за базов товар в размер на 220,03 лв./MWh, спрямо определената такава с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на КЕВР в размер на 173,09 лв./MWh, а в случай, че предложената с проекта на решение по-висока референтна цена от 179,86 лв./MWh се запази, производителите няма да могат да реализират продажна цена, която да е близка до нея. На следващо място, дружествата посочват, че постигнатата среднопретеглена цена от производителите на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия е с около 20% по-ниска от средната цена за базов товар на пазар „ден-напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) за календарната 2023 г., а през календарната 2024 г. (с изключение на декември) са в рамките на 30-40%, т.е. постигнатата цена е значително по-ниска от пазарните нива на БНЕБ ЕАД за пазар

„ден-напред“. Също така, посочват, че приложеният групов коефициент K_s за слънчева енергия от 0,81743 е висок, като посочват, че за календарната 2024 г. постигнатата среднопретеглена цена от производители на слънчева енергия е средно с около 35% по-ниска от среднопретеглената цена за базов товар на сегмента „Ден-напред“ на БНЕБ ЕАД.

В тази връзка дружествата изчисляват, че прогнозната пазарна цена за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия при прилагане на реалистичен групов коефициент K_s (около 0,65), референтната цена би била от порядъка на 140 лв./MWh.

Производителите възразяват и срещу това, че при провеждане на настоящото административно производство КЕВР не разполага с правомощие да измени и определения с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. групов коефициент по реда на чл. 31б, ал. 2 от ЗЕ, тъй като груповият коефициент е компонент, формиращ размер на премиите за ВЕИ производителите и като такъв подлежи на промяна при изменението им.

Поради изложеното и предвид обстоятелството, че промените с проекта на решение ще се прилагат от 01.01.2025 г., дружествата считат, че при изменение на премиите следва да бъде приложен и групов коефициент за предишната календарна година, а именно 2024 г., Според дружествата, предложеното увеличение на референтната цена ги ощетява, тъй като не изпълнява гаранционната си функция, така че производителите да получават такива премии, чрез които да постигнат приходи, които да са равни на тези по преференциалната цена или актуализираната преференциална цена. Предвид това, дружествата считат, че референтната цена следва да бъде определена, като се вземат предвид нивата на фючърните сделки за първо и второ тримесечие на 2025 г. към момент, максимално близък до момента, в който КЕВР ще постанови решението си, при консервативен подход относно техните нива. А според дружествата, тези нива не разкриват необходимост от увеличение на прогнозната пазарна цена за базов товар.

На следващо място дружествата посочват, че така определената с проекта на решение референтна цена влияе върху ликвидността на пазара на електрическа енергия, като заявяват, че е налице тенденция на невъзможност за сключване на дългосрочни договори за изкупуване на електрическа енергия. Дружествата прогнозират, че разликата между определената референтна цена и реалната постижима пазарна цена ще продължи тенденцията търговците да подхождат консервативно при договорите дори за краткосрочно изкупуване на електрическа енергия, като предлагат цена за изкупуване под референтната цена. Според дружествата към настоящия момент дори при договори за изкупуване на тримесечна база, цената, която постигат е над 20% по-ниска от предвидената референтна цена в проекта на решение. Също така, обръщат внимание, че премията следва да гарантира на дружествата приходи на нивата на определената преференциална цена. В тази връзка, дружествата посочват, че в случай, че тенденция за покачваща се разлика между реално постижимата пазарна цена и референтната цена продължи, няма да има предвидимост на приходите им, което ще повлияе негативно на отношенията им с финансовите институции.

Така според производителите либерализацията на пазара на електрическа енергия не следва да нарушава гарантирането на инвестициите в сектора, като по отношение на производителите от възобновяеми енергийни източници и тяхното интегриране на свободния пазар, моделът на премиите, изплащани от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС), следва да защитава стабилността на приходите на производителите с договор за изкупуване на електрическа енергия. В тази връзка, дружествата считат, че КЕВР следва да определи по-ниска прогнозна пазарна цена за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия от тази посочена в проекта на решение в размер на 179,86 лв./MWh, както и да се приложи групов коефициент от около 0,65 за тази група производители, и съответно да се определи прогнозна пазарна цена за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия до справедливи нива от около 120 лв./MWh.

В тази връзка, следва да се има предвид, че подробни аргументи относно становищата по т. 1 за размера на прогнозната пазарна цена са изложени по-долу в настоящото решение.

2. Становище с писмо с вх. № Е-04-23-5 от 27.12.2024 г. от Българска фотоволтаична асоциация (БФА, Асоциацията)

БФА, счита, че предлаганото изменение на прогнозната пазарна цена за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, не е в съответствие с актуалните пазарни цени, съгласно изискванията на ЗЕ и НРЦЕЕ. В тази връзка, БФА посочва, че съгласно ЗЕ, съответната премия на производителите на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, се определя като разлика между приложимата за даден производител преференциална цена (преди отмяна на този режим) и определяната от КЕВР прогнозна пазарна цена по групи производители, в зависимост от първичния енергиен източник. Също така, Асоциацията посочва, че съгласно чл. 31б от ЗЕ, Комисията може да измени определените премии, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна цена за базов товар спрямо постигната и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия. Доколкото в НРЦЕЕ липсват норми относно правила за изменение на премиите по реда на чл. 31б от ЗЕ, би следвало да се прилага механизма за определяне на премиите и прогнозната пазарна цена за ценовия период, като се спазва духа на закона, а именно: изменение на премиите да се прави при променени пазарни условия и нарушаване на принципа, въведен с премиения режим като се компенсират производителите на електрическа енергия за прекратяване на режима на преференциални цени.

Според БФА, при предлаганото изменение на прогнозната пазарна цена за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, е налице противоречие с нормите на закона, тъй като се използва групов коефициент, определен с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на КЕВР. В тази връзка, поради използването на този групов коефициент, валиден за календарната 2023 г., се получава значително надценяване на прогнозната пазарна цена за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия за периода 01.01.2025 г. - 30.06.2025 г. Според БФА, при определяне на груповия коефициент съгласно чл. 376, ал. 4 от НРЦЕЕ, следва да се вземат предвид фотоволтаичните централи за производство на електрическа енергия, които са на премиен режим. При симулацията по ал. 3 от същата разпоредба, КЕВР е използвала фотоволтаични централи за производство на електрическа енергия, от които не се дължи премия и имат значително по-различен профил на производство, в сравнение с групата фотоволтаични централи, които са обект на самото решение. Поради това БФА счита, че КЕВР следва да извърши нова симулация, съгласно нормите на НРЦЕЕ относно определянето на среднопретеглена цена за фотоволтаичните централи, и съответно да преизчисли груповия коефициент. На следващо място, Асоциацията посочва, че извършената симулация във връзка с определянето на груповия коефициент се основава на отклонение между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за 2023 г. и постигнатата среднопретеглена цена на пазара „Ден напред“ за 2023 г. от съответната група производители. Подобен подход при определяне на прогнозните пазарни цени за първите шест месеца на 2025 г. е в противоречие със смисъла и духа на законовото изискване за изменение на премиите - да почива на реални пазарни данни, които водят до необходимост от изменение и определяне на нова прогнозна пазарна цена за периода 01.01.2025 г. - 30.06.2025 г. Според БФА КЕВР трябва да прилага буквално нормите, които касаят изначалното определяне на прогнозната пазарна цена за съответния ценови период, и да се съобрази и приложи нормата, така че да отразява логически прогнозата за изменение на цената за базов товар и изменението на груповия коефициент, които ще доведат до реалистична прогнозна пазарна цена по групи производители. Следва да се

вземе предвид фактът, че за определянето на прогнозната пазарна цена за първите шест месеца на 2025 г., предходната календарна година се явява 2024 г., а не 2023 г. В тази връзка БФА счита, че е законосъобразно КЕВР да определи нова пазарна цена, като определи нов групов коефициент въз основа на симулиране на участие на пазара за 2024 г. на фотоволтаични централи с договори за компенсиране с премия. Също така разликата при определяне на груповия коефициент като се ползват данни от 2023 г. и от 2024 г. е съществена, и съответно е в ущърб на производителите на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия. Предвид горното БФА изчислява, че при симулация на пазара за 2024 г. коефициентът, който получават е 0,64941 и същия води до прогнозна пазарна цена за първото полугодие на 2025 г. в размер на 142,89 лв./MWh.

Комисията счита горните становища за неоснователни, поради следните аргументи:

По отношение на твърдението, че предвид нивата на фючърсите за първо и второ тримесечие на Европейската енергийна борса (EEX) и HUDEX не се забелязва необходимост от промяна на прогнозната цена за базов товар, следва да се има предвид, че същото е невярно. По-горе са изложени аргументи, като са цитирани стойностите, както на постигнатите нива за второ полугодие на 2024 г., така и стойностите на фючърсите за първата половина на 2025 г. В допълнение данните показват, че през всичките 6 месеца от началото на регулаторния период прогнозната цена за базов товар е по-ниска от отчетената такава.

	Прогнозна пазарна цена за базов товар, лв./MWh	Цена за базов товар на БНЕБ ЕАД, лв./MWh	Отклонение
м. юли 2024 г.	173,09	266,90	+54%
м. август 2024 г.	173,09	247,80	+43%
м. септември 2024 г.	173,09	209,16	+21%
м. октомври 2024 г.	173,09	174,76	+1%
м. ноември 2024 г.	173,09	328,09	+90%
м. декември 2024 г.	173,09	275,02	+59%

По отношение на искането за промяна на приложимия коефициент следва да се има предвид, че съгласно чл. 31б, ал. 2 от ЗЕ и чл. 40, ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията изменя определените премии, но не по-често от веднъж на 6 месеца, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар. Тоест единственото основание за изменение на определените премии е същественото изменение на определената прогнозна пазарна цена за базов товар, която единствено следва да се вземе под внимание при изменение на вече определените за ценовия период премии.

Неправилно е твърдението, че за определянето на прогнозната пазарна цена за първите шест месеца на 2025 г., предходната календарна година се явява 2024 г., а не 2023 г., поради което КЕВР следва да определи нова пазарна цена, като определи нов групов коефициент въз основа на симулиране на участие на пазара за 2024 г. на фотоволтаични централи с премия, предвид обстоятелството, че Комисията не определя прогнозната пазарна цена за първите шест месеца на 2025 г., а изменя определената такава за целия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. Съгласно чл. 31б, ал. 2 от ЗЕ и чл. 40, ал. 2 от НРЦЕЕ регулаторът взема предвид, както постигнатата пазарна цена към момента на стартиране на производството по изменение на определените премии, така и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар. В тази връзка така изменената прогнозна пазарна цена, съответно премия не следва да се разглежда

единствено като цена, която следва да се достигне през първата половина на 2025 г., а като средна такава за целия регулаторен период. В този смисъл, ако съответният производител в резултат на постигната по-висока, съответно по-ниска цена на пазара е надвзел, съответно недовзел през първата половина на регулаторния период, изменената премия следва да балансира приходите му така, че в края на периода да се гарантира липса на дисбаланси, свръх подпомагане и непозволена държавна помощ на производителите. Възражението, че при определяне на груповия коефициент следва да се вземат предвид фотоволтаичните централи, които се компенсират с премии, е неотносимо към настоящото административно производство, а към това по постановяване на Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. В допълнение, при симулация на участие на пазара ден напред за предходната календарна година (2023 г.) въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 съгласно чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ, без участие на нови фотоволтаични централи, полученият групов коефициент (0,82549) е по-висок от определения с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. (0,81743).

Разликата при определяне на груповия коефициент въз основа на данни от 2023 г. и от 2024 г. действително е съществена, но е подвеждащо твърдението, че това е в ущърб на производителите на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия. Този коефициент (2024 г.) ще бъде използван при определяне на премиите за регулаторния период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г., каквото е изискването на чл. 37б, ал. 1 от НРЦЕЕ, но той ще оцети значително ФСЕС и всички потребители на електрическа енергия предвид обстоятелството, че е нереално нисък и няма да отговаря на пазарните условия през 2025 г. Тази ниска стойност се дължи основно на изключително ниските цени на пазара през първата половина на 2024 г. (в т.ч. нулеви и отрицателни цени), постигнати в резултат на значителни количества излишъци на електрическа енергия в електроенергийната система и случаи на спекулативно поведение на търговски участници, които, възползвайки се от несъвършенствата на балансиращия пазар, умишлено избираха позиция на делегиран излишък или недостиг още в Д-1, като по този начин компрометираха функционирането на пазара, ощетяваха добросъвестните търговски участници и затрудняваха регулирането на електроенергийната система до степен, че предизвикваха смущения в други контролни зони и създадоха финансови и репутационни вреди за НПО. След приемане от Комисията на Методиката за определяне на цените на балансиращата електрическа енергия, обн. ДВ, бр. 37 от 2024 г., тези случаи значително намаляха, като въведените допълнителни ценови и корекционни механизми за по-адекватно регулиране и предотвратяване на значителните небаланси в системата и за дисциплиниране на всички търговски участници намаляха диспропорциите между профилите на производителите от слънчева енергия и базовия профил.

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:

Съгласно § 28, ал. 3 от Преходни и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., премията се определя като разлика между определената до влизането в сила на този закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник. Посочената по-горе прогнозна пазарна цена за базов товар се отразява на премиите за електрическата енергия от възобновяеми източници, произведена от централи с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, определени с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в частта по т. II и по т. III на КЕВР, 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	-13,36
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	-47,77
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	-55,27
1.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	253,48	27,03
1.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,48	-113,97
1.6.	ВтЕЦ работещи до 2250 часа	188,29	-16,10
1.7.	ВтЕЦ работещи над 2250 часа	172,95	-31,44
1.8.	ВтЕЦ работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	148,58	-55,81
1.9.	ЕЦ с фотоволтаични модули над 5 kWp	699,11	525,65
1.10.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW	252,73	37,42

№	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
1.11.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW, с комбиниран цикъл	288,04	72,73
1.12.	ЕЦ работещи с отпадъци от земеделски култури до 5 MW	167,53	-47,78
1.13.	ЕЦ работеща с енергийни култури до 5MW	186,49	-28,82
1.14.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	398,00	182,69
1.15.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	302,73	87,42
1.16.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	255,98	40,67
1.17.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	246,05	30,74
1.18.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	136,85	-78,46
1.19.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	120,60	-94,71
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	3,29
2.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 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
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	-3,62
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	-39,58
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	-47,41
2.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	265,05	38,60
2.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,10	-114,35
2.6.	Вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа	191,00	-13,39
2.7.	Вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа	173,06	-31,33
2.8.	Вятърни електрически централи работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	137,06	-67,33
2.9.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади	583,77	410,31
2.10.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp	485,60	312,14

№	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
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	28,37
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	103,05
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	-65,71
2.14.	Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW	207,67	-7,64
2.15.	Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW	196,85	-18,46
2.16.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	608,42	393,11
2.17.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	358,08	142,77
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	154,03

№	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
2.19.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	253,03	37,72
2.20.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	243,86	28,55
2.21.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	132,05	-83,26
2.22.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	119,27	-96,04
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	182,64
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	179,44
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	172,73

№	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
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	210,64
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	-33,10
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	-63,76
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	-70,44
4.4.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,33	2,88
4.5.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	-128,30
4.6.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	104,43	-99,96

№	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
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	142,65
4.8.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	237,05	63,59
4.9.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	236,26	62,80
4.10.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	234,09	18,78
4.11.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	226,14	10,83
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	-95,16
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	-105,48
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	61,23

№	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
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	80,41
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	-65,67
4.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури	197,32	-17,99
4.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури	187,55	-27,76
4.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	479,49	264,18
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	244,88
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	194,78
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	258,25

№	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
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	156,49
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	147,42
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	146,56
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	179,24
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	32,88
5.2.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	171,37	-2,09

№	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
5.3.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	169,85	-3,61
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	-33,07
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	15,85
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	-63,74
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	-70,41
6.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,35	2,90
6.6.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	-128,30
6.7.	ВТЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	151,39	-53,00
6.8.	Вятърни електрически централи (ВТЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	105,16	-99,23
6.9.	Фотоволтаични електрически централи	196,58	23,12

№	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
	(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		
6.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	176,29	2,83
6.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	160,20	-13,26
6.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	-1,41
6.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	-8,99
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	-110,16
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	-126,15
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	-3,73

№	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
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	97,43
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	-76,88
6.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	-38,35
6.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	-50,83
6.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	608,08	392,77
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	218,82
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	172,22
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	417,01

№	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
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	134,01
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	189,75
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	122,13
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	158,45
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	-37,14

№	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
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	10,47
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	-67,31
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	-74,09
7.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	224,37	-2,08
7.6.	Микро ВЕЦ с помпи	93,69	-132,76
7.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	116,98	-87,41
7.8.	ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW	95,55	-108,84
7.9.	ВтЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	83,16	-121,23
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	-28,78
7.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	134,03	-39,43

№	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
7.12.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	131,36	-42,10
7.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	-1,41
7.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	-8,99
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	-110,16
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	-126,15
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	35,51
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	63,17
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	7,49

№	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
7.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	-38,35
7.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	-50,83
7.22.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	453,12	237,81
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	218,82
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	348,51
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	407,77
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	134,91

№	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
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	147,35
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	123,03
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	159,35
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	174,29
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	-35,77

№	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
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	-57,43
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	95,38
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	146,56
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	81,58
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	119,41
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
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	389,67
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	372,04
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	246,04
10.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-36 от 09.11.2015 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
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	161,47
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	342,04
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	133,75
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	104,35

№	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
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	-55,68
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	-81,89
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	-71,68

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 Решение № Ц-15 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
15.1.	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																					
	222,83		216,55	-9,90	203,98	-22,47	191,41	-35,04	178,84	-47,61	166,27	-60,18	153,71	-72,74	141,14	-85,31	128,57	-97,88	116,00	-110,45	103,43	-123,02
15.2.	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																					
	186,87		181,71	-44,74	171,39	-55,06	161,08	-65,37	150,76	-75,69	140,44	-86,01	130,12	-96,33	119,80	-106,65	109,49	-116,96	99,17	-127,28	88,85	-137,60
15.3.	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																					
	179,04		174,13	-52,32	164,30	-62,15	154,47	-71,98	144,64	-81,81	134,81	-91,64	124,98	-101,47	115,15	-111,30	105,32	-121,13	95,49	-130,96	85,66	-140,79
15.4.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW																					
	265,05		257,45	31,00	242,24	15,79	227,03	0,58	211,82	-14,63	196,61	-29,84	181,40	-45,05	166,19	-60,26	150,98	-75,47	135,77	-90,68	120,56	-105,89
15.5.	Микро ВЕЦ с помпи																					
	112,10		109,12	-117,33	103,15	-123,30	97,19	-129,26	91,22	-135,23	85,26	-141,19	79,29	-147,16	73,33	-153,12	67,36	-159,09	61,40	-165,05	55,43	-171,02
15.6.	Вятърни електрически централи до 2 250 часа																					
	191,00		187,18	-17,21	179,54	-24,85	171,91	-32,48	164,27	-40,12	156,63	-47,76	148,99	-55,40	141,35	-63,04	133,72	-70,67	126,08	-78,31	118,44	-85,95
15.7.	Вятърни електрически централи над 2 250 часа																					
	173,06		169,65	-34,74	162,84	-41,55	156,03	-48,36	149,22	-55,17	142,41	-61,98	135,60	-68,79	128,79	-75,60	121,98	-82,41	115,17	-89,22	108,36	-96,03
15.8.	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																					
	137,06		134,99	-69,40	130,86	-73,53	126,73	-77,66	122,60	-81,79	118,47	-85,92	114,34	-90,05	110,21	-94,18	106,08	-98,31	101,95	-102,44	97,82	-106,57
15.9.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади																					
	583,77		569,27	395,81	540,27	366,81	511,28	337,82	482,28	308,82	453,28	279,82	424,29	250,83	395,29	221,83	366,29	192,83	337,30	163,84	308,30	134,84
15.10.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp																					
	485,60		473,67	300,21	449,82	276,36	425,97	252,51	402,11	228,65	378,26	204,80	354,41	180,95	330,56	157,10	306,70	133,24	282,85	109,39	259,00	85,54
15.11.	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																					
	255,51	243,68	229,73	14,42	215,93	0,62	202,30	-13,01	188,90	-26,41	175,78	-39,53	163,04	-52,27	150,81	-64,50	139,27	-76,04	128,70	-86,61	123,90	-91,41

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 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	
	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																						
15.12.	282,15	318,36	304,62	89,31	291,07	75,76	277,73	62,42	264,66	49,35	251,91	36,60	239,54	24,23	227,64	12,33	216,32	1,01	205,72	-9,59	200,76	-14,55	
	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																						
15.13.	227,20	149,60	135,77	-79,54	121,94	-93,37	108,12	-107,19	94,30	-121,01	80,50	-134,81	66,72	-148,59	52,97	-162,34	39,32	-175,99	25,91	-189,40	19,49	-195,82	
	ЕЦ с инсталирана мощност над 150 kW до 1 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																						
15.14.	405,61	608,42	587,55	372,24	566,82	351,51	546,27	330,96	525,91	310,60	505,78	290,47	485,91	270,60	466,33	251,02	447,10	231,79	428,28	212,97	419,04	203,73	
	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																						
15.15.	253,03		249,34	34,03	241,96	26,65	234,58	19,27	227,20	11,89	219,82	4,51	212,43	-2,88	205,05	-10,26	197,67	-17,64	190,29	-25,02	182,91	-32,40	
	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																						
15.16.	243,86		240,40	25,09	233,50	18,19	226,60	11,29	219,69	4,38	212,79	-2,52	205,89	-9,42	198,99	-16,32	192,08	-23,23	185,18	-30,13	178,28	-37,03	
	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци																						
15.17.	132,05		129,73	-85,58	125,10	-90,21	120,47	-94,84	115,84	-99,47	111,21	-104,10	106,57	-108,74	101,94	-113,37	97,31	-118,00	92,68	-122,63	88,05	-127,26	
	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци																						
15.18.	119,27		117,45	-97,86	113,81	-101,50	110,17	-105,14	106,53	-108,78	102,89	-112,42	99,24	-116,07	95,60	-119,71	91,96	-123,35	88,32	-126,99	84,68	-130,63	
	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																						
15.19.	429,42	394,75	362,23	146,92	329,77	114,46	297,41	82,10	265,19	49,88	233,16	17,85	201,43	-13,88	170,20	-45,11	139,90	-75,41	111,52	-103,79	98,77	-116,54	

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.	Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW																	
	195,03	207,67	204,63	-10,68	201,59	-13,72	198,55	-16,76	195,51	-19,80	192,47	-22,84	189,42	-25,89	186,38	-28,93	183,34	-31,97
15.2.	Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW																	
	185,99	196,85	193,82	-21,49	190,79	-24,52	187,76	-27,55	184,73	-30,58	181,71	-33,60	178,68	-36,63	175,65	-39,66	172,62	-42,69
15.3.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	335,19	358,08	352,30	136,99	346,51	131,20	340,73	125,42	334,94	119,63	329,16	113,85	323,37	108,06	317,59	102,28	311,80	96,49
15.4.	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																	
	348,61	369,34	362,85	147,54	356,37	141,06	349,88	134,57	343,39	128,08	336,91	121,60	330,42	115,11	323,93	108,62	317,44	102,13
15.5.	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																	
	390,76	397,95	387,47	172,16	376,99	161,68	366,51	151,20	356,03	140,72	345,56	130,25	335,08	119,77	324,60	109,29	314,12	98,81
15.6.	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																	
	380,45	388,04	377,73	162,42	367,43	152,12	357,12	141,81	346,82	131,51	336,51	121,20	326,20	110,89	315,90	100,59	305,59	90,28
15.7.	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																	
	419,11	425,95	413,62	198,31	401,29	185,98	388,96	173,65	376,63	161,32	364,30	148,99	351,96	136,65	339,63	124,32	327,30	111,99

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 № Ц-15 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
16.1.	<i>Нисконапорни 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	-37,9	178,94	-47,51	169,34	-57,11	159,73	-66,72	150,12	-76,33	140,52	-85,93	130,91	-95,54	121,31	-105,14	111,70	-114,75
16.2.	<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	-67,70	150,86	-75,59	142,98	-83,47	135,09	-91,36	127,20	-99,25	119,32	-107,13	111,43	-115,02	103,55	-122,90	95,66	-130,79
16.3.	<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	-74,20	144,74	-81,71	137,23	-89,22	129,72	-96,73	122,21	-104,24	114,69	-111,76	107,18	-119,27	99,67	-126,78	92,16	-134,29
16.4.	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW</i>																			
	229,33		223,52	-2,93	211,90	-14,55	200,27	-26,18	188,65	-37,80	177,03	-49,42	165,40	-61,05	153,78	-72,67	142,16	-84,29	130,53	-95,92
16.5.	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																			
	98,15		95,87	-130,58	91,31	-135,14	86,75	-139,70	82,19	-144,26	77,63	-148,82	73,08	-153,37	68,52	-157,93	63,96	-162,49	59,40	-167,05
16.6.	<i>Вятърни електрически централи до 2 250 часа</i>																			
	148,71		146,29	-58,10	141,43	-62,96	136,57	-67,82	131,71	-72,68	126,85	-77,54	121,99	-82,40	117,13	-87,26	112,27	-92,12	107,41	-96,98
16.7.	<i>Вятърни електрически централи над 2 250 часа</i>																			
	132,71		130,60	-73,79	126,37	-78,02	122,14	-82,25	117,92	-86,47	113,69	-90,70	109,46	-94,93	105,23	-99,16	101,00	-103,39	96,78	-107,61
16.8.	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																			
	104,43		103,22	-101,17	100,80	-103,59	98,38	-106,01	95,96	-108,43	93,54	-110,85	91,12	-113,27	88,70	-115,69	86,28	-118,11	83,86	-120,53
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	136,24	296,87	123,41	284,03	110,57	271,20	97,74	258,37	84,91	245,54	72,08	232,71	59,25	219,87	46,41	207,04	33,58
16.10.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																			
	237,05		232,42	58,96	223,14	49,68	213,87	40,41	204,59	31,13	195,32	21,86	186,04	12,58	176,77	3,31	167,49	-5,97	158,22	-15,24
16.11.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>																			
	236,26		231,65	58,19	222,41	48,95	213,17	39,71	203,93	30,47	194,69	21,23	185,45	11,99	176,21	2,75	166,97	-6,49	157,73	-15,73

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 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
16.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
	234,09		231,35	16,04	225,86	10,55	220,37	5,06	214,89	-0,42	209,40	-5,91	203,91	-11,40	198,42	-16,89	192,94	-22,37	187,45	-27,86
16.13.	ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
	226,14		223,57	8,26	218,44	3,13	213,31	-2,00	208,18	-7,13	203,05	-12,26	197,91	-17,40	192,78	-22,53	187,65	-27,66	182,52	-32,79
16.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																			
	120,15		118,43	-96,88	114,99	-100,32	111,54	-103,77	108,10	-107,21	104,66	-110,65	101,21	-114,10	97,77	-117,54	94,33	-120,98	90,88	-124,43
16.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																			
	109,83		108,48	-106,83	105,78	-109,53	103,09	-112,22	100,39	-114,92	97,69	-117,62	95,00	-120,31	92,30	-123,01	89,60	-125,71	86,91	-128,40
16.16.	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																			
	232,40	149,64	135,81	-79,50	121,99	-93,32	108,17	-107,14	94,36	-120,95	80,57	-134,74	66,81	-148,50	53,10	-162,21	39,49	-175,82	26,19	-189,12
16.17.	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																			
	400,97	362,73	333,56	118,25	304,47	89,16	275,50	60,19	246,69	31,38	218,10	2,79	189,88	-25,43	162,24	-53,07	135,63	-79,68	111,09	-104,22

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.		ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади																	
	206,34	202,40	28,94	194,51	21,05	186,61	13,15	178,72	5,26	170,83	-2,63	162,93	-10,53	155,04	-18,42	147,15	-26,31	139,25	-34,21
17.2.		ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp																	
	171,37	168,21	-5,25	161,89	-11,57	155,57	-17,89	149,25	-24,21	142,93	-30,53	136,61	-36,85	130,29	-43,17	123,97	-49,49	117,65	-55,81
17.3.		ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp																	
	169,85	166,73	-6,73	160,48	-12,98	154,22	-19,24	147,97	-25,49	141,72	-31,74	135,47	-37,99	129,22	-44,24	122,96	-50,50	116,71	-56,75

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 № Ц-15 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.	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																	
	193,38		183,77	-42,68	174,17	-52,28	164,56	-61,89	154,96	-71,49	145,35	-81,10	135,74	-90,71	126,14	-100,31	116,53	-109,92
18.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 15 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																	
	242,30		230,21	3,76	218,11	-8,34	206,02	-20,43	193,92	-32,53	181,83	-44,62	169,73	-56,72	157,64	-68,81	145,54	-80,91
18.3.	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																	
	162,71		154,82	-71,63	146,94	-79,51	139,05	-87,40	131,17	-95,28	123,28	-103,17	115,39	-111,06	107,51	-118,94	99,62	-126,83

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 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.	Високонаторни 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																	
	156,04		148,53	-77,92	141,02	-85,43	133,50	-92,95	125,99	-100,46	118,48	-107,97	110,97	-115,48	103,46	-122,99	95,94	-130,51
18.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW																	
	229,35		217,73	-8,72	206,10	-20,35	194,48	-31,97	182,85	-43,60	171,23	-55,22	159,61	-66,84	147,98	-78,47	136,36	-90,09
18.6.	Микро ВЕЦ с помпи																	
	98,15		93,60	-132,85	89,06	-137,39	84,51	-141,94	79,97	-146,48	75,42	-151,03	70,87	-155,58	66,33	-160,12	61,78	-164,67
18.7.	Вятърни електрически централи с инсталирана мощност до 1 000 kW																	
	151,39		146,91	-57,48	142,42	-61,97	137,94	-66,45	133,45	-70,94	128,97	-75,42	124,48	-79,91	120,00	-84,39	115,51	-88,88
18.8.	Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 000 kW																	
	122,50		118,83	-85,56	115,16	-89,23	111,49	-92,90	107,82	-96,57	104,16	-100,23	100,49	-103,90	96,82	-107,57	93,15	-111,24
18.9.	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																	
	105,16		102,74	-101,65	100,32	-104,07	97,90	-106,49	95,48	-108,91	93,06	-111,33	90,63	-113,76	88,21	-116,18	85,79	-118,60
18.10.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади																	
	196,58		188,63	15,17	180,68	7,22	172,72	-0,74	164,77	-8,69	156,82	-16,64	148,87	-24,59	140,92	-32,54	132,96	-40,50
18.11.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp																	
	176,29		169,18	-4,28	162,06	-11,40	154,95	-18,51	147,84	-25,62	140,73	-32,73	133,61	-39,85	126,50	-46,96	119,39	-54,07
18.12.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp																	
	160,20		153,84	-19,62	147,47	-25,99	141,11	-32,35	134,74	-38,72	128,38	-45,08	122,02	-51,44	115,65	-57,81	109,29	-64,17
18.13.	ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																	
	206,32		201,44	-13,87	196,57	-18,74	191,69	-23,62	186,82	-28,49	181,94	-33,37	177,06	-38,25	172,19	-43,12	167,31	-48,00
18.14.	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																	
	249,66	211,58	198,67	-16,64	185,89	-29,42	173,27	-42,04	160,86	-54,45	148,74	-66,57	136,99	-78,32	125,77	-89,54	115,29	-100,02

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 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.	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																	
	277,39	312,74	299,61	84,30	286,66	71,35	273,93	58,62	261,46	46,15	249,30	33,99	237,50	22,19	226,16	10,85	215,37	0,06
18.16.	ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																	
	221,71	138,43	125,72	-89,59	113,02	-102,29	100,33	-114,98	87,64	-127,67	74,97	-140,34	62,33	-152,98	49,74	-165,57	37,25	-178,06
18.17.	ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса отрастителни и животински субстанции																	
	447,43	632,32	609,75	394,44	587,35	372,04	565,14	349,83	543,16	327,85	521,43	306,12	500,01	284,70	478,93	263,62	458,26	242,95
18.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	453,12	608,08	584,58	369,27	561,29	345,98	538,22	322,91	515,43	300,12	492,95	277,64	470,83	255,52	449,16	233,85	428,00	212,69
18.19.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																	
	387,04	405,06	377,94	162,63	350,97	135,66	324,20	108,89	297,69	82,38	271,53	56,22	245,86	30,55	220,89	5,58	196,95	-18,36
18.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури																	
	176,96		174,33	-40,98	171,70	-43,61	169,07	-46,24	166,44	-48,87	163,81	-51,50	161,18	-54,13	158,55	-56,76	155,92	-59,39
18.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури																	
	164,48		161,85	-53,46	159,22	-56,09	156,58	-58,73	153,95	-61,36	151,32	-63,99	148,69	-66,62	146,06	-69,25	143,42	-71,89
18.22.	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		427,88	212,57	421,62	206,31	415,37	200,06	409,11	193,80	402,86	187,55	396,61	181,30	390,35	175,04	384,10	168,79
18.23.	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		381,92	166,61	376,31	161,00	370,70	155,39	365,09	149,78	359,48	144,17	353,86	138,55	348,25	132,94	342,64	127,33
18.24.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																	
	213,90		208,69	-6,62	203,47	-11,84	198,26	-17,05	193,05	-22,26	187,84	-27,47	182,62	-32,69	177,41	-37,90	172,20	-43,11

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 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.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																	
	105,15		101,55	-113,76	97,94	-117,37	94,34	-120,97	90,74	-124,57	87,14	-128,17	83,53	-131,78	79,93	-135,38	76,33	-138,98
18.26.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																	
	89,16		86,30	-129,01	83,43	-131,88	80,57	-134,74	77,71	-137,60	74,85	-140,46	71,98	-143,33	69,12	-146,19	66,26	-149,05
18.27.	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, без комбинирано производство																	
	349,32		342,37	127,06	335,43	120,12	328,48	113,17	321,53	106,22	314,59	99,28	307,64	92,33	300,69	85,38	293,74	78,43
18.28.	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																	
	337,44		330,10	114,79	322,75	107,44	315,41	100,10	308,06	92,75	300,72	85,41	293,37	78,06	286,03	70,72	278,68	63,37
18.29.	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																	
	373,76		365,56	150,25	357,37	142,06	349,17	133,86	340,97	125,66	332,78	117,47	324,58	109,27	316,38	101,07	308,18	92,87

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 № Ц-15 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.	189,31		184,60	-41,85	175,20	-51,25	165,80	-60,65	156,39	-70,06	146,99	-79,46	137,59	-88,86	128,18	-98,27	118,78	-107,67	109,38	-117,07

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 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.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW																			
	236,92		231,00	4,55	219,17	-7,28	207,35	-19,10	195,52	-30,93	183,69	-42,76	171,87	-54,58	160,04	-66,41	148,22	-78,23	136,39	-90,06
19.3.	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																			
	159,14		155,28	-71,17	147,57	-78,88	139,86	-86,59	132,14	-94,31	124,43	-102,02	116,72	-109,73	109,00	-117,45	101,29	-125,16	93,58	-132,87
19.4.	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																			
	152,36		148,69	-77,76	141,36	-85,09	134,02	-92,43	126,69	-99,76	119,35	-107,10	112,02	-114,43	104,68	-121,77	97,35	-129,10	90,01	-136,44
19.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW																			
	224,37		218,68	-7,77	207,31	-19,14	195,94	-30,51	184,57	-41,88	173,20	-53,25	161,82	-64,63	150,45	-76,00	139,08	-87,37	127,71	-98,74
19.6.	Микро ВЕЦ с помпи																			
	93,69		91,52	-134,93	87,18	-139,27	82,84	-143,61	78,50	-147,95	74,16	-152,29	69,82	-156,63	65,48	-160,97	61,14	-165,31	56,80	-169,65
19.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW																			
	116,98		115,26	-89,13	111,80	-92,59	108,33	-96,06	104,86	-99,53	101,40	-102,99	97,93	-106,46	94,47	-109,92	91,00	-113,39	87,53	-116,86
19.8.	ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW																			
	95,55		93,52	-110,87	90,66	-113,73	87,80	-116,59	84,94	-119,45	82,08	-122,31	79,21	-125,18	76,35	-128,04	73,49	-130,90	70,63	-133,76
19.9.	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																			
	83,16		82,21	-122,18	80,29	-124,10	78,38	-126,01	76,47	-127,92	74,55	-129,84	72,64	-131,75	70,72	-133,67	68,81	-135,58	66,90	-137,49

№	Преференциална цена, съгласно решение № П-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение № П-15 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.	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		130,21	-43,25	115,75	-57,71	101,28	-72,18	86,81	-86,65	72,34	-101,12	57,87	-115,59	43,40	-130,06	28,94	-144,52	14,47	-158,99
19.11.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp																			
	134,03		131,34	-42,12	125,93	-47,53	120,52	-52,94	115,12	-58,34	109,71	-63,75	104,30	-69,16	98,89	-74,57	93,48	-79,98	88,08	-85,38
19.12.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp																			
	131,36		128,77	-44,69	123,56	-49,90	118,34	-55,12	113,12	-60,34	107,90	-65,56	102,68	-70,78	97,46	-76,00	92,24	-81,22	87,02	-86,44
19.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
	213,90		211,29	-4,02	206,08	-9,23	200,87	-14,44	195,66	-19,65	190,44	-24,87	185,23	-30,08	180,02	-35,29	174,81	-40,50	169,60	-45,71
19.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
	206,32		203,88	-11,43	199,01	-16,30	194,13	-21,18	189,25	-26,06	184,38	-30,93	179,50	-35,81	174,63	-40,68	169,75	-45,56	164,87	-50,44
19.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																			
	105,15		103,35	-111,96	99,75	-115,56	96,14	-119,17	92,54	-122,77	88,94	-126,37	85,33	-129,98	81,73	-133,58	78,13	-137,18	74,52	-140,79
19.16.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																			
	89,16		87,72	-127,59	84,86	-130,45	81,99	-133,32	79,13	-136,18	76,27	-139,04	73,40	-141,91	70,54	-144,77	67,68	-147,63	64,81	-150,50
19.17.	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		248,72	33,41	244,52	29,21	240,32	25,01	236,12	20,81	231,92	16,61	227,72	12,41	223,52	8,21	219,32	4,01	215,12	-0,19

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 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.	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		275,86	60,55	270,61	55,30	265,37	50,06	260,12	44,81	254,87	39,56	249,63	34,32	244,38	29,07	239,13	23,82	233,89	18,58
19.19.	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		220,84	5,53	216,94	1,63	213,03	-2,28	209,12	-6,19	205,22	-10,09	201,31	-14,00	197,41	-17,90	193,50	-21,81	189,59	-25,72
19.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури																			
	176,96		175,64	-39,67	173,01	-42,30	170,38	-44,93	167,75	-47,56	165,12	-50,19	162,50	-52,81	159,87	-55,44	157,24	-58,07	154,61	-60,70
19.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури																			
	164,48		163,17	-52,14	160,54	-54,77	157,90	-57,41	155,27	-60,04	152,64	-62,67	150,01	-65,30	147,38	-67,93	144,74	-70,57	142,11	-73,20
19.22.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																			
	453,12		448,88	233,57	440,41	225,10	431,94	216,63	423,48	208,17	415,01	199,70	406,54	191,23	398,07	182,76	389,60	174,29	381,14	165,83
19.23.	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		431,00	215,69	424,75	209,44	418,49	203,18	412,24	196,93	405,99	190,68	399,73	184,42	393,48	178,17	387,23	171,92	380,97	165,66
19.24.	ЕЦ с инсталирана мощност над 1 500 kW до 5 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																			
	387,53	563,82	544,91	329,60	526,12	310,81	507,46	292,15	488,94	273,63	470,60	255,29	452,45	237,14	434,52	219,21	416,85	201,54	399,49	184,18
19.25.	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																			
	447,43	623,08	600,32	385,01	577,72	362,41	555,30	339,99	533,08	317,77	511,10	295,79	489,39	274,08	468,00	252,69	446,99	231,68	426,42	211,11

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 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
19.26.	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																			
	350,22		346,75	131,44	339,80	124,49	332,85	117,54	325,91	110,60	318,96	103,65	312,01	96,70	305,06	89,75	298,12	82,81	291,17	75,86
19.27.	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																			
	387,94	362,66	335,14	119,83	307,71	92,40	280,41	65,10	253,27	37,96	226,37	11,06	199,81	-15,50	173,79	-41,52	148,65	-66,66	125,10	-90,21
19.28.	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		334,67	119,36	327,32	112,01	319,98	104,67	312,63	97,32	305,29	89,98	297,94	82,63	290,60	75,29	283,25	67,94	275,91	60,60
19.29.	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		371,16	155,85	362,96	147,65	354,77	139,46	346,57	131,26	338,37	123,06	330,17	114,86	321,97	106,66	313,78	98,47	305,58	90,27
19.30.	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		385,64	170,33	377,74	162,43	369,83	154,52	361,93	146,62	354,03	138,72	346,12	130,81	338,22	122,91	330,31	115,00	322,41	107,10

Следва да се има предвид, че в случаите, в които разликата между определената с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на КЕВР преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за целите на ценообразуването прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник, е отрицателна величина, премията следва да бъде определена в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС.

Изказвания по т.1.:

Докладва А. Иванова. Проектът на решение, който Комисията разглежда е след проведено обществено обсъждане на 18.12.2024 г. относно изменението на определените от КЕВР с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW. В тази връзка е дадена възможност на заинтересованите страни да предоставят възражение и/или становища. В предоставения срок са постъпили общо 33 броя. 32 от становищата са идентични и са от дружества производители, притежаващи ФЕЦ. Едно становище е от Българска фотоволтаична асоциация. По своята същност възраженията са по един-единствен критерий, а именно: определения размер на прогнозната цена за ФЕЦ и съпътстващите я елементи, включително и индивидуалните коефициенти.

А. Иванова поясни, че работната група е изложила подробни аргументи защо не приема за основателни въпросните възражения. Във времето от провеждане на общественото обсъждане до настоящия момент са настъпили изменения по отношение определянето на размера на прогнозната пазарна цена за базов товар, тъй като към днешна дата вече има налични данни за м. декември, като това е наложило и определени изменения.

А. Иванова поясни, че няма да се спира подробно върху тях, тъй като Пл. Младеновски ще направи подробно изложение в т. 3 от дневния ред. Предвид въпросните изменения и отчитането на личните данни, към настоящия момент са настъпили промени, които са повлияли върху размера на определените премии в проекта на решение, който е разгледан по време на общественото обсъждане:

Прогнозната пазарна цена за базов товар е изменена от 220,03 лв./MWh на 212,21 лв./MWh, което от своя страна е повлияло за изменението на прогнозните пазарни цени по видове енергия, а именно: за слънчевата енергия изменението е от 179,86 лв./MWh на 173,46 лв./MWh; за вятърната енергия изменението е от 211,92 лв./MWh на 204,39 лв./MWh; за ВЕЦ е от 234,79 лв./MWh на 226,45 лв./MWh; за биомасата прогнозната пазарна цена се изменя от 223,25 лв./MWh на 215,31 лв./MWh. Това е наложило преизчисление на всички премии в настоящия проект на решение. Не е изменена нито една преференциална цена

А. Иванова прочете диспозитива на проекта на решение:

Предвид гореизложеното и на основание чл. 31б, ал. 2 от Закона за енергетиката, § 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. и чл. 40, ал. 2 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Изменя, считано от 01.01.2025 г. определените с Решение № Ц-15 от 30.06.2024

г. на КЕВР премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, в частта по т. II (А. Иванова уточни, че в проекта на решение точките са от т. 1 до т. 22).

II. Изменя, считано от 01.01.2025 г. определените с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на КЕВР премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, в частта по т. III (А. Иванова уточни, че в проекта на решение точките са от т. 1 до т. 17).

Ив. Н. Иванов каза, че е проследил всички възражения, които са представени и действително 32 броя от тях са били абсолютно идентични. Разликата е единствено в наименованието на енергийното дружество от което са възраженията. Те са центрирани около две точки. Първо, оспорва се начина, по който се определя прогнозната пазарна цена. Тя категорично се определя съгласно чл. 31, ал. 2. Същественото е, че там дословно е записано, че когато се прави корекцията на прогнозната пазарна цена за базов товар на шестия месец, това не означава, че прогнозата до 30 юни ще обхване фючърсните сделки за първо и второ тримесечие на следващата година, а като данни се отчита и цената, която е реализирана на пазара от първи юли до тридесет и първи декември. Този пропуск много удобно служи на всички тези 32 дружества, които са депозирали своите възражения, но Комисията спазва закона. Той предвижда това, което е казано и което е отразено в проекта на решение.

Второто, което се оспорва, е размерът на коефициентите, но в закона изрично е записано, че единствената промяна, която може да се направи след шест месеца е промяна на прогнозната пазарна цена за оставащия шестмесечен период. Комисията няма законово основание да променя коефициенти. Те могат да бъдат променяни само в рамките на целогодишния ценови период. Ив. Н. Иванов поясни, че се е запознал с доклада и няма възражения.

Бл. Голубарев каза, че първоначално прогнозната пазарна цена е била 220 лв., а сега е 212,21 лв.

Ив. Н. Иванов каза, че Пл. Младеновски може да обясни това още при представянето на тази точка.

Пл. Младеновски каза, че през последните два месеца (м. ноември и м. декември) нивата на фючърсите са изключително динамични. Между най-ниската и най-високата точка на фючърсите за първо тримесечие е имало разлика от порядъка на 25-30 EUR. Процедурата е започнала от високо ниво, което е отчетено при изготвянето на доклада. Впоследствие около провеждането на общественото обсъждане е имало ясна тенденция за спадане. Сега отново има покачване, което впоследствие се е задържало на малко по-високи нива от дъното, което е било достигнато. В тази връзка работната група е решила да направи по-консервативна прогноза, тъй като тя е за шест месеца напред и винаги в такъв момент, особено около Нова година, когато всички цените на електроенергията и природния газ тръгват нагоре и има недостиг на електрическа енергия пазарите са поплахи и съответно фючърсите достигат по-високи нива. Защо идеята е да не направи по-ниска прогноза? Има ограничение в ЗЕВИ и дори производителите да надвземат, Фондът следи това и те трябва да върнат във Фонда надвзетата сума до края на регулаторния период. Това изискване на ЗЕВИ е наложено в промяната му през предходната година. Единствените потърпевши от по-ниската цена биха били тези, които я предлагат, а именно ЕРП-та и ЕСО ЕАД, за покупката на технологични разходи в мрежовите тарифи. По силата на Наредба № 1 има механизъм с т. нар. Z фактор, при който в края на регулаторния период тези по-високи или по-ниски цени се отчитат, съответно им се изземва или им се дава, когато имат недовзет приход. При всички положения тази по-ниска цена няма да им се отрази поне на финансовото състояние. С оглед частичното съобразяване с това и придаването на един по-консервативен подход, работната група е направила това, защото все пак е прогноза за шест месеца и най-вероятно и тази цена ще

бъде грешна. Просто има допълнително намаление и вместо с 2 EUR има намаление с 4-5 EUR.

Бл. Голубарев каза, че това наистина е прогноза, а не диагноза и дано да бъде с по-малки отклонения.

Пл. Младеновски каза, че се надява, че този път работната група ще улучи, защото това се е случвало.

Ив. Н. Иванов каза, че когато има отклонение между цената, която е предвидена в доклада и тази, която е в проекта на решение, винаги има един въпрос, който, ако не на друг, поне да председателя се задава: *Коя е причината за това отклонение?* Ив. Н. Иванов каза, че споделя казаното от Пл. Младеновски, но единствено се интересува дали може с изчисления ясно да се докаже, че намалението трябва да бъде такова. Може да се намерят хора, които да кажат, че то може да бъде и по-голямо, след като Комисията е тръгнала по тази писта.

Пл. Младеновски каза, че няма как намалението да бъде по-голямо. По-скоро е можело да има по-малко намаление, но Комисията е на дъното на консерватизма, който може да се възприеме.

Ив. Н. Иванов каза, че това е важно, защото наистина всяко подобно изменение трябва да бъде съвсем ясно обяснено. В проекта на решение по т. 3 от дневния ред това нещо е подробно записано.

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

Предвид гореизложеното и на основание чл. 31б, ал. 2 от Закона за енергетиката, § 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. и чл. 40, ал. 2 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Изменя, считано от 01.01.2025 г. определените с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на КЕВР премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, в частта по т. II, както следва:

№	Актуализира преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса по решения на КЕВР, считано от 01.07.2024 г.:	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4

№	Актуализира преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса по решения на КЕВР, считано от 01.07.2024 г.:	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
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	319,66	104,35
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	389,67
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	372,04
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	246,04

№	Актуализира преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса по решения на КЕВР, считано от 01.07.2024 г.:	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
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	146,56
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	348,51
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	407,77
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	147,35
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	0,00

№	Актуализира преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса по решения на КЕВР, считано от 01.07.2024 г.:	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
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	97,43
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
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	417,01
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	392,77
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	189,75

№	Актуализира преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса по решения на КЕВР, считано от 01.07.2024 г.:	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
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	147,42
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	28,37
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	103,05
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

№	Актуализира преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса по решения на КЕВР, считано от 01.07.2024 г.:	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г., в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
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	393,11
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	179,44
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	342,04

II. Изменя, считано от 01.01.2025 г. определените с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на КЕВР премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, в частта по т. III, 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

№	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	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	0,00
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	27,03
1.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,48	0,00
1.6.	ВТЕЦ работещи до 2250 часа	188,29	0,00
1.7.	ВТЕЦ работещи над 2250 часа	172,95	0,00
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	525,65

№	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
1.10.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW	252,73	37,42
1.11.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW, с комбиниран цикъл	288,04	72,73
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	0,00
1.14.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	398,00	182,69
1.15.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	302,73	87,42
1.16.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	255,98	40,67
1.17.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	246,05	30,74
1.18.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	136,85	0,00
1.19.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални 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	3,29

№	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
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	0,00
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	0,00
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	38,60
2.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,10	0,00
2.6.	Вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа	191,00	0,00
2.7.	Вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа	173,06	0,00
2.8.	Вятърни електрически централи работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	137,06	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
2.9.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади	583,77	410,31
2.10.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp	485,60	312,14
2.11.	Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW	207,67	0,00
2.12.	Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW	196,85	0,00
2.13.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	358,08	142,77
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	154,03
2.15.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	253,03	37,72
2.16.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	243,86	28,55
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

№	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
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	182,64
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	172,73
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	210,64
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	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
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	2,88
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	142,65
4.8.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	237,05	63,59
4.9.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	236,26	62,80
4.10.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	234,09	18,78

№	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
4.11.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	226,14	10,83
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
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	61,23
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	80,41
4.16.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури	197,32	0,00
4.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури	187,55	0,00
4.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	479,49	264,18

№	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
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	244,88
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	194,78
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	258,25
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	156,49
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	146,56
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	179,24

№	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
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	32,88
5.2.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	171,37	0,00
5.3.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	169,85	0,00
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	0,00
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	15,85
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
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	2,90
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	23,12
6.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	176,29	2,83
6.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	160,20	0,00
6.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	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
6.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	0,00
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
6.16.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	0,00
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	218,82
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	172,22

№	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
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	134,01
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	122,13
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	158,45
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	0,00
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	10,47

№	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
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	0,00
7.6.	Микро ВЕЦ с помпи	93,69	0,00
7.7.	ВТЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	116,98	0,00
7.8.	ВТЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW	95,55	0,00
7.9.	ВТЕЦ, 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	0,00
7.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	134,03	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
7.12.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	131,36	0,00
7.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	0,00
7.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	0,00
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	35,51
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	63,17

№	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
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	7,49
7.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	0,00
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	237,81
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	218,82
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	134,91

№	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
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	123,03
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	159,35
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	174,29
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	0,00
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
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	95,38
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	81,58
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	119,41
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	161,47

№	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
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	133,75
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 № П-18 от 20.06.2011 г. и № П-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Решение № П-15 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	
13.1.	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																						
	222,83		216,55	0,00	203,98	0,00	191,41	0,00	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.	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																						
	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.	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																						
	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.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW																						
	265,05		257,45	31,00	242,24	15,79	227,03	0,58	211,82	0,00	196,61	0,00	181,40	0,00	166,19	0,00	150,98	0,00	135,77	0,00	120,56	0,00	
13.5.	Микро ВЕЦ с помпи																						
	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.	Вятърни електрически централи до 2 250 часа																						
	191,00		187,18	0,00	179,54	0,00	171,91	0,00	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.	Вятърни електрически централи над 2 250 часа																						
	173,06		169,65	0,00	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.	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																						
	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.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади																						
	583,77		569,27	395,81	540,27	366,81	511,28	337,82	482,28	308,82	453,28	279,82	424,29	250,83	395,29	221,83	366,29	192,83	337,30	163,84	308,30	134,84	
13.10.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp																						
	485,60		473,67	300,21	449,82	276,36	425,97	252,51	402,11	228,65	378,26	204,80	354,41	180,95	330,56	157,10	306,70	133,24	282,85	109,39	259,00	85,54	

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 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.	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																					
	255,51	243,68	229,73	14,42	215,93	0,62	202,30	0,00	188,90	0,00	175,78	0,00	163,04	0,00	150,81	0,00	139,27	0,00	128,70	0,00	123,90	0,00
13.12.	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																					
	282,15	318,36	304,62	89,31	291,07	75,76	277,73	62,42	264,66	49,35	251,91	36,60	239,54	24,23	227,64	12,33	216,32	1,01	205,72	0,00	200,76	0,00
13.13.	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																					
	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.	ЕЦ с инсталирана мощност над 150 kW до 1 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																					
	405,61	608,42	587,55	372,24	566,82	351,51	546,27	330,96	525,91	310,60	505,78	290,47	485,91	270,60	466,33	251,02	447,10	231,79	428,28	212,97	419,04	203,73
13.15.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																					
	253,03		249,34	34,03	241,96	26,65	234,58	19,27	227,20	11,89	219,82	4,51	212,43	0,00	205,05	0,00	197,67	0,00	190,29	0,00	182,91	0,00
13.16.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																					
	243,86		240,40	25,09	233,50	18,19	226,60	11,29	219,69	4,38	212,79	0,00	205,89	0,00	198,99	0,00	192,08	0,00	185,18	0,00	178,28	0,00
13.17.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци																					
	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.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци																					
	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.	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																					
	429,42	394,75	362,23	146,92	329,77	114,46	297,41	82,10	265,19	49,88	233,16	17,85	201,43	0,00	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
13.1.	<i>Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW</i>																	
	195,03	207,67	204,63	0,00	201,59	0,00	198,55	0,00	195,51	0,00	192,47	0,00	189,42	0,00	186,38	0,00	183,34	0,00
13.2.	<i>Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW</i>																	
	185,99	196,85	193,82	0,00	190,79	0,00	187,76	0,00	184,73	0,00	181,71	0,00	178,68	0,00	175,65	0,00	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	136,99	346,51	131,20	340,73	125,42	334,94	119,63	329,16	113,85	323,37	108,06	317,59	102,28	311,80	96,49
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	147,54	356,37	141,06	349,88	134,57	343,39	128,08	336,91	121,60	330,42	115,11	323,93	108,62	317,44	102,13
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	172,16	376,99	161,68	366,51	151,20	356,03	140,72	345,56	130,25	335,08	119,77	324,60	109,29	314,12	98,81
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	162,42	367,43	152,12	357,12	141,81	346,82	131,51	336,51	121,20	326,20	110,89	315,90	100,59	305,59	90,28
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	198,31	401,29	185,98	388,96	173,65	376,63	161,32	364,30	148,99	351,96	136,65	339,63	124,32	327,30	111,99

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 № Ц-15 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.	Нисконапорни 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																				
	193,35		188,55	0,00	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.	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																				
	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.	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																				
	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.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW																				
	229,33		223,52	0,00	211,90	0,00	200,27	0,00	188,65	0,00	177,03	0,00	165,40	0,00	153,78	0,00	142,16	0,00	130,53	0,00	
14.5.	Микро ВЕЦ с помпи																				
	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.	Вятърни електрически централи до 2 250 часа																				
	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.	Вятърни електрически централи над 2 250 часа																				
	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.	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																				
	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.	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																				
	316,11		309,70	136,24	296,87	123,41	284,03	110,57	271,20	97,74	258,37	84,91	245,54	72,08	232,71	59,25	219,87	46,41	207,04	33,58	
14.10.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp																				
	237,05		232,42	58,96	223,14	49,68	213,87	40,41	204,59	31,13	195,32	21,86	186,04	12,58	176,77	3,31	167,49	0,00	158,22	0,00	

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 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
14.11.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp																			
	236,26		231,65	58,19	222,41	48,95	213,17	39,71	203,93	30,47	194,69	21,23	185,45	11,99	176,21	2,75	166,97	0,00	157,73	0,00
14.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
	234,09		231,35	16,04	225,86	10,55	220,37	5,06	214,89	0,00	209,40	0,00	203,91	0,00	198,42	0,00	192,94	0,00	187,45	0,00
14.13.	ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
	226,14		223,57	8,26	218,44	3,13	213,31	0,00	208,18	0,00	203,05	0,00	197,91	0,00	192,78	0,00	187,65	0,00	182,52	0,00
14.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																			
	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.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																			
	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.	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																			
	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.	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																			
	400,97	362,73	333,56	118,25	304,47	89,16	275,50	60,19	246,69	31,38	218,10	2,79	189,88	0,00	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
14.1.	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																	
	267,07	276,54	272,23	56,92	267,93	52,62	263,62	48,31	259,31	44,00	255,01	39,70	250,70	35,39	246,39	31,08	242,08	26,77

№	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
14.2.	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																	
	287,30	295,72	290,38	75,07	285,04	69,73	279,70	64,39	274,36	59,05	269,02	53,71	263,67	48,36	258,33	43,02	252,99	37,68
14.3.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури																	
	192,29	197,32	195,06	0,00	192,79	0,00	190,53	0,00	188,27	0,00	186,01	0,00	183,74	0,00	181,48	0,00	179,22	0,00
14.4.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури																	
	182,86	187,55	185,30	0,00	183,04	0,00	180,79	0,00	178,53	0,00	176,28	0,00	174,03	0,00	171,77	0,00	169,52	0,00
14.5.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	472,63	479,49	472,21	256,90	464,92	249,61	457,64	242,33	450,36	235,05	443,08	227,77	435,79	220,48	428,51	213,20	421,23	205,92
14.6.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	452,14	460,19	453,77	238,46	447,34	232,03	440,92	225,61	434,49	219,18	428,07	212,76	421,65	206,34	415,22	199,91	408,80	193,49
14.7.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	402,66	410,09	404,52	189,21	398,95	183,64	393,38	178,07	387,81	172,50	382,25	166,94	376,68	161,37	371,11	155,80	365,54	150,23
14.8.	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																	
	465,79	473,56	466,52	251,21	459,48	244,17	452,45	237,14	445,41	230,10	438,37	223,06	431,33	216,02	424,29	208,98	417,26	201,95
14.9.	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																	
	367,88	371,80	364,01	148,70	356,21	140,90	348,42	133,11	340,63	125,32	332,84	117,53	325,04	109,73	317,25	101,94	309,46	94,15
14.10.	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																	
	357,98	361,87	354,21	138,90	346,54	131,23	338,88	123,57	331,21	115,90	323,55	108,24	315,89	100,58	308,22	92,91	300,56	85,25
14.11.	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																	
	391,06	394,55	385,38	170,07	376,21	160,90	367,05	151,74	357,88	142,57	348,71	133,40	339,54	124,23	330,37	115,06	321,21	105,90

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	28,94	194,51	21,05	186,61	13,15	178,72	5,26	170,83	0,00	162,93	0,00	155,04	0,00	147,15	0,00	139,25	0,00
15.2.		<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																	
	171,37	168,21	0,00	161,89	0,00	155,57	0,00	149,25	0,00	142,93	0,00	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	0,00	160,48	0,00	154,22	0,00	147,97	0,00	141,72	0,00	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 № Ц-15 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.	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																	
	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.	Нисконапорни руслови ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 15 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																	
	242,30		230,21	3,76	218,11	0,00	206,02	0,00	193,92	0,00	181,83	0,00	169,73	0,00	157,64	0,00	145,54	0,00
16.3.	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																	
	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.	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																	
	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.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW																	
	229,35		217,73	0,00	206,10	0,00	194,48	0,00	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 № Ц-15 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.	Микро ВЕЦ с помпи																	
	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.	Вятърни електрически централи с инсталирана мощност до 1 000 kW																	
	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.	Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 000 kW																	
	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.	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																	
	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.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади																	
	196,58		188,63	15,17	180,68	7,22	172,72	0,00	164,77	0,00	156,82	0,00	148,87	0,00	140,92	0,00	132,96	0,00
16.11.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp																	
	176,29		169,18	0,00	162,06	0,00	154,95	0,00	147,84	0,00	140,73	0,00	133,61	0,00	126,50	0,00	119,39	0,00
16.12.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp																	
	160,20		153,84	0,00	147,47	0,00	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.	ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																	
	206,32		201,44	0,00	196,57	0,00	191,69	0,00	186,82	0,00	181,94	0,00	177,06	0,00	172,19	0,00	167,31	0,00
16.14.	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																	
	249,66	211,58	198,67	0,00	185,89	0,00	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.	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																	
	277,39	312,74	299,61	84,30	286,66	71,35	273,93	58,62	261,46	46,15	249,30	33,99	237,50	22,19	226,16	10,85	215,37	0,06
16.16.	ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																	
	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

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 № П-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение № П-15 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.	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																			
	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.	Нисконапонни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW																			
	236,92		231,00	4,55	219,17	0,00	207,35	0,00	195,52	0,00	183,69	0,00	171,87	0,00	160,04	0,00	148,22	0,00	136,39	0,00
17.3.	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																			
	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.	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																			
	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.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW																			
	224,37		218,68	0,00	207,31	0,00	195,94	0,00	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.	Микро ВЕЦ с помпи																			
	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.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW																			
	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.	ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW																			
	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.	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																			
	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 № П-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение № П-15 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.	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		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.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp																			
	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.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp																			
	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.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
	213,90		211,29	0,00	206,08	0,00	200,87	0,00	195,66	0,00	190,44	0,00	185,23	0,00	180,02	0,00	174,81	0,00	169,60	0,00
17.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
	206,32		203,88	0,00	199,01	0,00	194,13	0,00	189,25	0,00	184,38	0,00	179,50	0,00	174,63	0,00	169,75	0,00	164,87	0,00
17.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																			
	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.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																			
	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.	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																			
	250,82		248,72	33,41	244,52	29,21	240,32	25,01	236,12	20,81	231,92	16,61	227,72	12,41	223,52	8,21	219,32	4,01	215,12	0,00
17.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско поддръжане и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство																			
	278,48		275,86	60,55	270,61	55,30	265,37	50,06	260,12	44,81	254,87	39,56	249,63	34,32	244,38	29,07	239,13	23,82	233,89	18,58

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-15 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.	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		220,84	5,53	216,94	1,63	213,03	0,00	209,12	0,00	205,22	0,00	201,31	0,00	197,41	0,00	193,50	0,00	189,59	0,00
17.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури																			
	176,96		175,64	0,00	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.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури																			
	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.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																			
	453,12		448,88	233,57	440,41	225,10	431,94	216,63	423,48	208,17	415,01	199,70	406,54	191,23	398,07	182,76	389,60	174,29	381,14	165,83
17.23.	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		431,00	215,69	424,75	209,44	418,49	203,18	412,24	196,93	405,99	190,68	399,73	184,42	393,48	178,17	387,23	171,92	380,97	165,66
17.24.	ЕЦ с инсталирана мощност над 1 500 kW до 5 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																			
	387,53	563,82	544,91	329,60	526,12	310,81	507,46	292,15	488,94	273,63	470,60	255,29	452,45	237,14	434,52	219,21	416,85	201,54	399,49	184,18
17.25.	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																			
	447,43	623,08	600,32	385,01	577,72	362,41	555,30	339,99	533,08	317,77	511,10	295,79	489,39	274,08	468,00	252,69	446,99	231,68	426,42	211,11
17.26.	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																			
	350,22		346,75	131,44	339,80	124,49	332,85	117,54	325,91	110,60	318,96	103,65	312,01	96,70	305,06	89,75	298,12	82,81	291,17	75,86
17.27.	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																			
	387,94	362,66	335,14	119,83	307,71	92,40	280,41	65,10	253,27	37,96	226,37	11,06	199,81	0,00	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 № Ц-15 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.	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		334,67	119,36	327,32	112,01	319,98	104,67	312,63	97,32	305,29	89,98	297,94	82,63	290,60	75,29	283,25	67,94	275,91	60,60
17.29.	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		371,16	155,85	362,96	147,65	354,77	139,46	346,57	131,26	338,37	123,06	330,17	114,86	321,97	106,66	313,78	98,47	305,58	90,27
17.30.	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		385,64	170,33	377,74	162,43	369,83	154,52	361,93	146,62	354,03	138,72	346,12	130,81	338,22	122,91	330,31	115,00	322,41	107,10

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

Решението е взето с **два гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Благой Голубарев - за), от които **един глас** (Благой Голубарев) на член на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията, като разгледа доклад с вх. № Е-Дк-1405 от 12.12.2024 г., както и събраните данни от проведените на 18.12.2024 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

С Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., считано от 01.07.2024 г. Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е утвърдила на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ пределни цени на топлинната енергия и е определила 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 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. 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 изчислява 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, водноелектрически централи, с инсталирана мощност до 10 MW, от биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

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).

Според § 1, т. 28 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ „комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия“ е производство в един процес на топлинна и електрическа енергия според потребностите от топлинна енергия. В този смисъл при високоефективното комбинирано производство ценообразуващите елементи на цената на топлинната енергия и на цената на електрическата енергия са в пряка зависимост. Това определя необходимостта цените на електрическата енергия и на топлинната енергия при високоефективното комбинирано производство да се регулират в общо административно

производство, като се формират на базата на единни ценообразуващи елементи, отразени в общ изчислителен модел, разработен и утвърден от КЕВР като приложение към Указания 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., т. 1 на Комисията (Указания – НВ/2018).

Съгласно чл. 31б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ, КЕВР има право при необходимост да изменя утвърдените цени на електрическата енергия по време на ценовия период, но не по-често от веднъж на календарно тримесечие, като изменя признатия размер на ценообразуващи елементи при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Комисията, на основание чл. 31б, ал. 2 от ЗЕ, изменя определените премии, но не по-често от веднъж на 6 месеца, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия. Аналогични на разпоредбите на чл. 31б, ал. 1, т. 3 и ал. 2 от ЗЕ са нормите на чл. 40, ал. 1, т. 3 и ал. 2 от НРЦЕЕ. Според чл. 31б, ал. 3 от ЗЕ, в тези случаи Комисията може да приеме съкратени процедури и срокове, като аналогична е разпоредбата на чл. 53, ал. 1 от НРЦЕЕ. Съгласно чл. 22 от НРЦТЕ, съответно чл. 38, ал. 1 от НРЦЕЕ, Комисията има право при необходимост по време на регулаторния/ценовия период, но не по-често от веднъж на 6 месеца, да измени цените на топлинната енергия, преференциалните цени и премии за електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна цена на природния газ за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода. Според чл. 31а, ал. 2 от ЗЕ, когато Комисията изменя цена и/или компонента от цена или премия, която води до изменение на утвърдените ценообразуващи елементи на друга цена и/или компонента от цена или премия, Комисията може паралелно да проведе процедура за изменение и на тази цена и/или компонента от цена или премия.

Предвид правомощията на Комисията съгласно горепосочените разпоредби, със Заповед

№ 3-Е-367 от 10.12.2024 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да анализира изменението между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия, както и изменението между определената прогнозна цена на природния газ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода, като в случай, че това изменение е съществено да изготви анализ по отношение на изменение на цените на електрическата и/или топлинната енергия, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на КЕВР. Анализът е отразен в доклад с вх. № Е-Дк-1405 от 12.12.2024 г. (Доклада), приет с Решение на КЕВР по протокол № 360 от 13.12.2024 г., т. 2. Със същото решение КЕВР е открила производство за изменение на утвърдените, съответно определени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на КЕВР пределни цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, за което е приела проект на решение, както и съкратени процедура и срокове. В тази връзка е насрочила открито заседание за разглеждане на Доклада на 18.12.2024 г. от 10.30 ч., определила е срок за представяне от заинтересованите страни на становища по Доклада до 12:00 ч. на 23.12.2024 г., насрочила

е на 18.12.2024 г. от 10:50 ч. обществено обсъждане на проекта на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия; определила е срок за представяне на становища по проекта на решение от заинтересованите лица до 12:00 ч. на 23.12.2024 г. и е насрочила на 01.01.2025 г. закрито заседание за приемане на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Докладът и проектът на решение, датите и часовете на откритото заседание и на общественото обсъждане са оповестени на интернет страницата на Комисията.

Открито заседание, обществено обсъждане и постъпили становища и възражения

В съответствие с приетата процедура, на 18.12.2024 г. КЕВР е провела открито заседание за разглеждане на Доклада и обществено обсъждане на проекта на решение.

В откритото заседание участие са взели представители на „Топлофикация София“ ЕАД; „Топлофикация – Бургас“ АД; „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД; „Топлофикация – Враца“ ЕАД; „Топлофикация – Разград“ АД; „Топлофикация Русе“ АД; „Топлофикация – Сливен – инж. Ангел Ангелов“ ЕАД; „Брикел“ ЕАД; „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД; „Топлофикация - Плевен“ АД; „Топлофикация - ВТ“ АД, гр. Велико Търново; ЧЗП „Румяна Величкова“; „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД; „Топлофикация Петрич“ ЕАД и „Инертстрой-Калето“ АД.

В общественото обсъждане участие са взели: г-н Георги Самандов – заместник-министър на енергетиката; представител на „Енерги Портфолио Оптимизейшън България“ ЕАД и г-н Кремен Георгиев – председател на Асоциация на топлофикационните дружества в Р България.

В хода на откритото заседание и общественото обсъждане са направени следните изказвания, а в определения срок са постъпили писмени становища, както следва:

„Топлофикация София“ ЕАД на проведеното открито заседание и с писмо с вх. № Е-15-186-2 от 20.12.2024 г. е представило становище, както следва:

Според дружеството извършеното от Комисията намаление на посочените в Доклада фючърси на природния газ за първото и второто тримесечие на 2025 г., съответно с 4,36 евро/MWh и 3,83 евро/MWh, води до необосновано ниска средна прогнозна цена на природния газ за регулаторния период, в размер на 70,40 лв./MWh. Посочва се, че актуалната международна обстановка и най-вече преустановяването на руските газови доставки през Украйна след 31 декември 2024 г., в комбинация с очакванията за увеличена консумация на природен газ в Европа през предстоящия отоплителен сезон, с оглед прогнозите за по-студена зима спрямо последните години, обосновават противоположни очаквания за покачване на цената през първото полугодие на 2025 г. Дружеството отбелязва, че заявената от „Булгаргаз“ ЕАД прогнозна цена за м. януари, в размер на 83,16 лв./MWh, е с 9,00% по-висока спрямо заложената прогноза за първото тримесечие и с 14,8% по-висока спрямо изчислената прогнозна индивидуална цена за „Топлофикация София“ ЕАД от 72,45 лв./MWh (без такси за пренос и достъп). При тези ценови параметри само за м. януари 2025 г. дружеството прогнозира, че ще натрупа „недовзет приход“ в размер от близо 12 млн. лв.

„Топлофикация София“ ЕАД посочва, че вследствие на извършената корекция определената прогнозна цена на природния газ за регулаторния период в размер на 70,40 лв./MWh е с 10,8% по-висока спрямо определената в Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. от 63,56 лв./MWh, което не покрива изискванията за „съществено изменение“ по смисъла на §1, т. 20 от Допълнителните разпоредби на НРЦТЕ и §1, т. 166 от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ.

На следващо място, „Топлофикация София“ ЕАД обръща внимание, че през текущия регулаторен период премията на дружеството по чл. 33а от ЗЕ е била намалена с 265,40 лв./MWh поради корекцията от „надвзет приход“ през предходния регулаторен период, в резултат на което „Топлофикация София“ ЕАД изпитва големи ликвидни затруднения за обслужване на текущите си задължения за природен газ през настоящия отоплителен сезон. В тази връзка посочва, че от критично значение за финансовото състояние на дружеството, а също така и на обществения доставчик – „Булгаргаз“ ЕАД, е условието през настоящия регулаторен период да не бъде генериран допълнителен ликвиден дефицит под формата на „недовзет приход“, като се отправя искане в окончателното ценово решение прогнозната цена на природния газ, съответно размерът на премията по чл. 33а от ЗЕ да бъдат преразгледани.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД на проведеното открито заседание и с писмо с вх. № Е-14-49-12 от 18.12.2024 г. е представило становище, както следва:

Дружеството възразява по отношение на корекциите в прогнозната пазарна цена на електрическата енергия, съответно на преференциалната цена и премията на електрическата енергия по чл. 33а от ЗЕ, като настоява да бъде оставено извън обхвата на решението на Комисията. В подкрепа на становището си посочва следното:

- разходите за природен газ са с най-голям дял в състава на утвърдените необходими приходи на дружествата в сектор „Топлоенергетика“, чието основно гориво е природният газ, както и стойността на електрическата енергия е пряко обвързана с цената на природния газ. Отбелязва, че на основание чл. 100 от ЗЕ, дружеството е длъжно да продава произведената електрическа енергия на организиран борсов пазар (пряко или чрез координатор на балансираща група), като с оглед равнищата на цените на Българска независима енергийна борса (БНЕБ), по-високата цена на природния газ се компенсира от цената, по която се реализира произведената електрическа енергия. В тази връзка, посочва, че въпреки безспорно по-високите разходи за производство, поради повишение в цената на природния газ, пазарните принципи спомагат за по-ефективното управление на топлофикационните дружества, без да се отразяват значително на финансовото им състояние;

- дружеството посочва, че като мярка за стабилизиране на финансовото състояние и минимизиране на риска, е сключило сделки за хеджиране на количества електрическа енергия, с цел да се предпази от евентуално прекомерно понижение на цените на електрическата енергия на свободния пазар. Според „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД корекциите в преференциалната цена на електрическата енергия и премията по чл. 33а от ЗЕ ще доведат до допълнителни загуби за дружеството, тъй като в изпълнение на сключените хеджиращи сделки ще трябва да продава електрическата енергия на по-ниска фиксирана цена, договорена преди предложеното изменение в Доклада. Дружеството предвижда очакваните приходи от продажбата на електрическа енергия и от премията по чл. 33а от ЗЕ да се окажат значително по-ниски от планираните, като финансовото състояние да се влоши допълнително, въпреки предприетите мерки за управление на риска.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД препоръчва при подобна промяна на цените в средата на ценовия период, да се изисква информация от дружествата за сключени хеджиращи сделки, която да бъде взета предвид при определяне на новите стойности на цените и премиите.

„Топлофикация-Плевен“ АД на проведеното открито заседание и с писмо с вх. № Е-14-04-9 от 18.12.2024 г. е представило становище, както следва:

Дружеството изразява несъгласие с предложената прогнозна пазарна цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер 225,90 лв./MWh. Въпреки изложените в Доклада доводи счита, че тази цена е нереално висока с оглед ценовите нива на електроенергията през месеците април, май и юни. Като аргумент посочва, че през тези месеци количеството енергия, произведена от фотоволтаици, в комбинация с много по-ниското потребление води до критично ниски цени през светлата част от денонощието. Според дружеството, постоянното увеличаване на дела на произведената от фотоволтаици енергия ще засили още повече този ефект. Извън отоплителния сезон производството на дружеството се характеризира с равномерност по отношение на товарови графици, което ще доведе до много ниска среднодневна и средномесечна цена на електроенергията. Непостигането на така определената цена ще доведе до недовзет приход от електроенергия. За сравнение посочва, че постигната средна борсова цена за последния изтекъл ценови период е 171,52 лв./MWh при прогнозна цена на Комисията 240,98 лв./MWh, а за предния период достигнатата цена е 401,44 лв./MWh при прогнозна цена – 427,46 лв./ MWh. Само за последния ценови период 01.07.2023 - 30.06.2024 г. недовзетият приход на дружеството от електроенергия е 11 456,8 хил. лв., което е 7,2 % от необходимите годишни приходи за регулаторния период.

Във връзка с горепосоченото, дружеството е направило искане Комисията да преразгледа своята прогноза и да преизчисли прогнозната пазарна цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, както и да бъде намерен механизъм, който да отразява недовзетия/надвзет приход от продажбата на електроенергия в цената на електрическата енергия за следващ регулаторен период.

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД на проведеното открито заседание и с писмо с вх. № Е-14-53-6 от 18.12.2024 г. е представило становище, както следва:

Според дружеството отчетната и определената от регулатора за целите на чл. 33а от ЗЕ прогнозна пазарна цена за базов товар на електроенергията за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., в размер на 220,03 лв./MWh, и отчетната и прогнозна пазарна цена съответно за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 225,90 лв./MWh, са постигнати към 30.11.2024 г. и са въз основа на данни от търгуваните български фючърси за първо и второ тримесечие на 2025 г. на Европейската енергийна борса – EEX, както следва:

Фючърси	EEX-IBEX	EEX-IBEX
	евро/MWh	лв./MWh
Q1 2025	124,98	244,44
Q2 2025	86,80	169,77
H2 2025	105,89	207,10

Считано към 16.12.2024 г., поради динамиката в цената на фючърсните сделки за електроенергия на Европейската енергийна платформа - EEX, те са значително по-ниски спрямо публикуваните в Доклада, а именно:

Фючърси - 16.12.2024	EEX-IBEX евро/MWh	EEX-IBEX лв./MWh
Q1 2025	115,52	225,94
Q2 2025	79,42	155,33
H1 2025	97,47	190,63

Дружеството посочва, че към 16.12.2024 г. разликите в стойностите на прогнозните фючърси са по-ниски спрямо публикуваните в Доклада, съответно средно с 8% за Q1 2025 и 9% за Q2 2025 на EEX-IBEX и актуализацията им е необходима, за да се постигне по-прецизно определяне на прогнозна пазарна цена на електроенергията за периода 01.01.2025 г. – 30.06.2025 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД отбелязва, че такава актуализация на прогнозната цена на електроенергията за базов товар е било необходимо да се случи и в началото на 2024 г. В Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г. е определена в размер на 256,37 лв./MWh, а средноаритметичните цени са били в размер на 192,69 лв./MWh за втори семестър на 2023 г. и съответно 150,35 лв./MWh за първото полугодие на 2024 г. Дружеството посочва, че това представлява 33% по-ниска постигната цена на електроенергията спрямо прогнозираната цена за базов товар за целия регулаторен период. В резултат на това, дружеството посочва, че е пропуснало приходи в размер на 3,3 млн. лв. само за първата половина на 2024 г., а в комбинация с връщането на надвзетия приход от природен газ и въглеродни емисии от предходен регулаторен период в текущия, прави още по-тежко финансовото му състояние.

„Топлофикация – Враца“ ЕАД на проведеното открито заседание и с писмо с вх. № Е-14-06-6 от 19.12.2024 г. е представило становище, както следва:

Дружеството посочва, че увеличението на необходимите годишни приходи, в размер на 1 324 хил. лв., както и промяната на коефициента за ефективност на производството на електрическа енергия, са коректни. Това позволява да се запази непроменена цената на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, както и предложената преференциална цена на електрическата енергия от 346,99 лв./MWh съответства на увеличението на необходимите приходи.

Според дружеството предложената от Комисията прогнозна пазарна цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство, в размер 225,90 лв./MWh, е завишена, защото прогнозите за първото и второто тримесечие на 2025 г. са за средна цена в размер на 223,15 лв./MWh и 159,25 лв./MWh. За сравнение посочва, че постигнатата средна борсова цена за последния изтекъл ценови период е 171,52 лв./MWh при прогнозна цена на Комисията от 240,98 лв./MWh, а за първо и второ тримесечие на 2024 г. средната цена е съответно 145,36 лв./MWh и 155,41 лв./MWh. Непостигането на определената цена, според дружеството, ще доведе до реализиране на недовзет приход от електроенергия за регулаторния период, което ще се отрази негативно върху икономическото му състояние и финансовия му резултат.

Също така, дружеството отбелязва, че трябва да се вземе предвид и увеличението на минималната работна заплата, считано от 01.01.2025 г., което ще генерира повишаване в условно постоянните разходи и ще доведе до затруднения в изпълнението на планираните ремонти и инвестиции.

„Топлофикация-ВТ“ АД на проведеното открито заседание и с писмо с вх. № Е-14-05-09 от 19.12.2024 г. е представило становище, както следва:

Дружеството изразява несъгласие по отношение на определената от КЕВР прогнозна пазарна цена на електрическата енергия. Според „Топлофикация-ВТ“ АД същата е значително по-висока от борсовите цени на организирания борсов пазар, което създава сериозни финансови затруднения за производителите и търговците на електроенергия. Този дисбаланс е особено проблематичен за „Топлофикация-ВТ“ АД, чийто бизнес модел разчита на продажбата на електроенергия, за да поддържа икономическата си устойчивост и да компенсира разходите, свързани с основната му дейност – топлоснабдяването. Отбелязва, че разликата между прогнозната базова цена и борсовите цени създава ситуация, при която топлофикационното дружество е принудено да продава произведената електроенергия на цени, които не покриват производствените му разходи. Това води до невъзможност за постигане на необходимите годишни приходи, заложиени в ценовия модел. Недостатъчните приходи затрудняват осигуряването на ключови разходи като оперативните разходи, амортизациите и инвестициите. „Топлофикация-ВТ“ АД изразява опасения, че в дългосрочен план подобна финансова нестабилност може сериозно да застраши устойчивостта на дейността и способността му да поддържат качествени услуги и да осъществяват бъдещи подобрения.

Също така, дружеството посочва, че често моментните стойности на фючърсите отразяват факти и обстоятелства, които са спорадични и случайни по своя характер. При такава рязка динамика е трудно да се определи доколко устойчива е дадена тенденция.

Увеличеният дял на възобновяемите енергийни източници, които получават приоритет при изкупуване, както и временните пикове в предлагането, могат да доведат до значителни спадове в борсовите цени. Тези фактори усилват финансовия натиск върху дружеството и ограничават неговите възможности да инвестира в модернизация на съоръженията и повишаване на ефективността.

Според дружеството е необходим механизъм за по-добро синхронизиране между прогнозните базови цени и пазарната реалност, който да минимизира загубите на производителите и да осигури стабилността на енергийната система. В тази връзка прави искане КЕВР да преразгледа методологията за определяне на прогнозната базова цена на електроенергията, като отчете текущите условия на пазара и факторите, водещи до намаляване на борсовите цени. Счита, че е необходимо да се приложи по-гъвкав подход, който да гарантира баланс между интересите на производителите и потребителите, както и устойчивост на енергийната система като цяло.

На следващо място, „Топлофикация-ВТ“ АД изразява несъгласие по отношение на индивидуалната прогнозна крайна цена на природния газ. В тази връзка, посочва, че в т. 11 от общия подход, описан в Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., е заложен принципът за определяне на индивидуалната прогнозна цена на природния газ за регулаторния период. На база прогнозните цени на природния газ и индивидуалното месечно потребление е изчислена годишната индивидуална прогнозна цена на природния газ, представена като среднопретеглена стойност. Към тази стойност следва да се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа. В Доклада е посочена прогнозна индивидуална крайна цена на природния газ в размер на 77,89 лв./MWh, като според „Топлофикация-ВТ“ АД в посочената цена не е отчетен разходът, който дружеството ще извършва за достъп и пренос през газоразпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД. Според информацията, публикувана на интернет страницата на КЕВР, дължимата сума за достъп и пренос на природен газ е 9,21 лв./MWh. Съобразявайки този разход, дружеството счита, че крайната цена на природния газ би

следвало да бъде 87,10 лв./MWh. Този разход произтича от определените пределни цени за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи и снабдяване с природен газ от краен снабдител. Във връзка с изложеното, дружеството прилага счетоводна справка за извършените разходи за достъп и пренос към „Овергаз Мрежи“ АД, както и съответстващите фактури за периода от юли 2024 г. до януари 2025 г., на обща стойност 563 600,98 лв. Според „Топлофикация-ВТ“ АД запазването на настоящата ситуация, при която разходите за достъп и пренос остават извън обхвата на прогнозната цена, ще доведе до натрупване на значителни финансови загуби за дружеството. В тази връзка „Топлофикация-ВТ“ АД настоява за преразглеждане на утвърдената крайна прогнозна цена на природния газ, като се включат всички релевантни разходи. Алтернативно, е изразено становище, че е необходимо въвеждане на компенсаторен механизъм, който да осигури устойчивост на финансовите показатели на дружеството.

Според дружеството КЕВР следва да отчете и влиянието на увеличението на минималната работна заплата, с 15,4% (от 933 лв. на 1077 лв.), върху разходите на енергийните дружества. Това увеличение не се ограничава само до по-високи разходи за труд, а води до ефект, засягащ цялостната финансова структура на дружествата. Коригирането на заплатите на служителите, получаващи минимална работна заплата, повишава разходите за труд. С увеличението на заплатите пропорционално се увеличават и разходите за социални осигуровки, здравни осигуровки и данъци, които работодателите са задължени да покриват. Тези допълнителни разходи значително утежняват финансовото състояние на дружествата. Увеличението на минималната заплата води до натиск за пропорционално повишение и на заплатите на служители със специфична квалификация и опит, за да се избегнат демотивиране и текучество. Това допълнително увеличава общите разходи за труд. Вторичните ефекти са повишаване на разходите за материали и услуги. Доставчиците на материали, консумативи и услуги също са засегнати от увеличението на минималната заплата и често компенсират тези разходи чрез повишаване на своите цени. Това води до допълнителен натиск върху енергийните дружества, които трябва да закупуват тези ресурси на по-високи цени. Невъзможността за устойчиво покриване на нарасналите разходи за труд и ресурси поставя енергийните дружества в риск от проблеми с ликвидността. Те ще бъдат принудени да отделят значителна част от средствата си за текущи разходи, което може да застраши оперативната им стабилност. Нарастващите разходи за труд и консумативи намаляват възможността на дружествата да инвестират в нови технологии, модернизация на съоръжения и инфраструктура. Това може да доведе до дългосрочно намаляване на ефективността, конкурентоспособността и иновационния капацитет на енергийния сектор. Без възможност за адекватни инвестиции и иновации, енергийният сектор рискува да загуби своята конкурентоспособност. Увеличението на минималната работна заплата оказва многопластово въздействие върху енергийния сектор, като генерира краткосрочни финансови затруднения и дългосрочни икономически и социални рискове.

Предвид горното, „Топлофикация-ВТ“ АД изразява становище, че е необходим балансиран подход, който да отчита ефектите върху бизнеса, като се разгледат възможности за компенсации или други механизми за смекчаване на негативните последици.

„Топлофикация – Разград“ АД на проведеното открито заседание и с писмо с вх. № Е-14-16-13 от 20.12.2024 г. е представило становище, както следва:

Дружеството посочва, че в предложената нова крайна цена на природния газ на „Топлофикация – Разград“ АД от 01.01.2025 г. отново, както и в определената такава с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., в сила от 01.07.2024 г., отсъстват компонентите за

пренос и достъп на природен газ през газоразпределителната мрежа. Същите са нормативно признати, съгласно разпоредбите на чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ и чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ, като непризнаването им за пореден път като ценообразуващи елемент, според дружеството е незаконосъобразно. Липсата на възвръщаемост на тези реални нормативно определени разходи през цените на топлинна и електрическа енергия води до драстично влошаване на финансовото състояние, невъзможност за обслужване на задълженията и предпоставка за преустановяване на дейността.

Според дружеството, посоченият в Доклада коефициент за ефективност на производството на електрическа енергия – 0,2394 е грешен и не води до формиране на предложените в проекта на решение цени за топлинна и електрическа енергия.

„Топлофикация – Разград“ АД обръща внимание, че е единственото дружество в сектора, при което премията по чл. 33а от ЗЕ е приравнена на 0, като в случай, че това бъде възприето от Комисията в окончателния ѝ акт, ще доведе до невъзможност за изпълнение на лицензионните задължения, поради изпадане на дружеството във финансов колапс.

„Топлофикация - Сливен - инж. Ангел Ангелов“ ЕАД на проведеното открито заседание и с писма с вх. № Е-14-07-8 от 20.12.2024 г. и с вх. № Е-14-07-9 от 20.12.2024 г. е представило становище, както следва:

„Топлофикация - Сливен - инж. Ангел Ангелов“ ЕАД счита, че с проекта на решение Комисията в ущърб на дружеството разглежда и отразява настъпилите промени в пазара на електрическа енергия, като увеличава прогнозната пазарна цена и намалява премията по чл. 33а от ЗЕ. За „Топлофикация-Сливен - инж. Ангел Ангелов“ ЕАД при запазена индивидуална (преференциална) цена, прогнозната пазарна цена се увеличава от 177,70 лв./MWh на 225,90 лв./MWh, а премията по чл. 33а от ЗЕ се намалява от 282,75 лв./MWh на 234,55 лв./MWh.

За сравнение посочва, че за първото полугодие на 2024 г. борсовите цени са били от порядъка на 118,90 лв./MWh до 191,52 лв./MWh или несравнимо ниски спрямо приетата базова цена от 240,98 лв./MWh, което е довело до намалени приходи на дружеството в размер на 9 538 хил. лв.

Дружеството посочва, че анализът на прогнозните стойности за периодите Q1 2025 и Q2 2025 показва стабилен тренд към намаление на цената, а именно: от цена 246 лв./MWh (126 евро/MWh) в началото на периода Q1 до края на периода Q2, (съвпадащ с края на регулаторния период) цената намалява до 147 лв./MWh (75 евро/MWh), което дружеството изчислява, че е намаление с 99 лв./MWh, или с 40%. За двата периода Q1 2025 и Q2 2025 сумарно, недостигът в прихода, изчислен със сега утвърдена базова цена (177,70 лв./MWh), и прихода, изчислен с цена в проекторешението (225,90 лв./MWh), ще бъде в размер на 3 933 хил. лв. Дружеството счита, че очакваното намаление на приходите от електрическа енергия е в противоречие с увеличаващите се разходи за дейността и това ще го постави в условия на невъзможност за тяхното покриване. В допълнение, „Топлофикация - Сливен - инж. Ангел Ангелов“ ЕАД посочва, че ако този подход се запази и в следващото решение на Комисията, дружеството няма да може да осигурява финансов ресурс за оперативна дейност и за инвестиции.

Също така, дружеството посочва, че освен намалението на приходите, от 01.01.2025 г., вследствие на увеличението на минималната работна заплата от 933 лв. на 1 077 лв., или с 15,4%, ще бъдат увеличени разходите за труд, свързаните с това разходи, съгласно действащото законодателство, както и съгласно вътрешните правила на дружеството.

На следващо място, дружеството обръща внимание, че заплаща 5% от стойността

на продадената електрическа енергия, без да бъде признавана като разход и без да получава регламентиран приход за тях.

За „Топлофикация - Сливен - инж. Ангел Ангелов” ЕАД ще има ново увеличение на разходите по икономически елементи, като: външни услуги; ремонти; вода (очаква се 20% увеличение на цената на ползваната от дружеството вода); горива за транспорт и доставка на материали. През месец декември дружеството е получило уведомление от „Български пощи” ЕАД за увеличение на услугите със 100%, като няма гаранция, че и другите доставчици няма да поискат двойно увеличение на цените. Налице е и увеличение на услугите, предоставяни от „Водоснабдяване и канализация – Сливен“ ООД, съгласно решение на КЕВР.

В допълнение към горното, дружеството посочва, че през настоящия период са установили дефекти на елементи от регулиращата система на турбината, които дефекти задължително трябва да бъдат отстранени. Стойността на офертите за доставка, подмяна и пускови операции, преминава сумата от 1 800 хил. лв. Дружеството предвижда да извърши финансирането на ремонта със собствени средства, но предвид настоящото производство по изменение на утвърдените цени, финансирането е поставено под въпрос.

На следващо място, посочва, че ще бъде възпрепятствано финансовото обезпечаване на започналото модернизиране на енергийните мощности на централата чрез доставка и монтаж на газови когенератори. „Топлофикация-Сливен-инж.Ангел Ангелов” ЕАД заявява, че е вложило над 6,5 млн. лв. по съществуващи договори за: проучване, проектиране, доставка и изграждане на нови когенерационни мощности, изгарящи природен газ. Освен посочените задължения, дружеството очаква до края на изграждането и пускане в експлоатация общата сума да надхвърли 21 млн. лв., като в становището си представя подробно описание на сключените договори и задълженията по тях. Освен това, „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов” ЕАД счита за неприемливо искането на „ЕСО” ЕАД, дружеството да заплаща пропорционално участие в повишаване на капацитета на преносната мрежа, тъй като редовно заплаща всички определени и фактурирани от „ЕСО” ЕАД суми за пренос и достъп. Дружеството очаква сумата за присъединяване на новите газови мощности да бъде от 8,5 до 17 млн. лв.

„Топлофикация - Сливен - инж. Ангел Ангелов” ЕАД посочва, че за него е притеснително намалението на приходите, доколкото ограничава максимално ползването на външно финансиране (заеми) и разчита на собствени средства. Във връзка с предприетите инвестиции, заявява, че не е получило никакви средства по плана за възстановяване и устойчивост, по независещи от него причини.

В допълнение, дружеството е представило информация за настъпили изменения в цените на основните горива – въглища и биогориво, използвани при комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия, като посочва изменението на цените на горивата от 01.01.2025 г. и разходите за тях за периода 01.01.2025 г. - 30.06.2025 г., както следва

наименование	мярка	по Решение от 01.07.2024 г.	период от 01.02.2025 г. до 30.06.2025 г.	разлика
цени на въглища	лв./тнг	266,01	289,95	23,94
цена на биогориво	лв./тнг	150,15	174,17	24,02
количества въглища за влагане от 01.01.2025 г. до 30.06.2025 г.	тнг	50 390	50 390	0
количества биогориво за влагане от 01.01.2025 г. до 30.06.2025 г.	тнг	16 855	16 855	0
разходи за гориво въглища за периода 01.01.2025 г. до 30.06.2025 г.	хил. лв.	13 404	14 611	1 206
разходи за гориво биогориво за периода 01.01.2025 г. до 30.06.2025 г.	хил. лв.	2 531	2 936	405

общо разходи за гориво въглища и биогориво	хил. лв.	15 935	17 546	1 611
--	----------	--------	--------	-------

Дружеството обръща внимание, че за оставащия срок до края на регулаторния период разходите за горива се увеличават общо с 1 611 хил. лв. В тази връзка настоява при окончателното приемане на решението от Комисията да бъдат взети под внимание посочените изменения на цените на горивата, водещи до повишение на разходите.

„Брикел“ ЕАД на проведеното открито заседание и с писма с вх. № Е-14-31-8 от 19.12.2024 г. и с вх. № Е-14-31-8 от 20.12.2024 г. е представило становище, както следва:

Дружеството възразява срещу определената прогнозна пазарна цена за базов товар. „Брикел“ ЕАД намира за необосновано изложеното в Доклада, че *„предвид отчетените до настоящия момент цени на пазара ден напред, за да се понижи цената за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. под 199,05 лв./MWh, то следва за първото полугодие на 2025 г. цената за базов товар да е около 150 лв./MWh, което е нереалистично“*. В тази връзка представя извадка за средни отчетени цени от БНЕБ за първо полугодие на 2024 г., като изчислява средна цена в размер на 150,39 лв./MWh. Оспорва също така и предвижданията за очаквано повишено потребление през първото полугодие на 2025 г. предвид по-студеното време спрямо 2023 г., като в тази връзка се позовава на прогнози на Британската метеорологична служба, според които 2025 г. ще бъде сред най-топлите в историята, както и на климатична прогноза на Националния институт по метеорология и хидрология за периода декември 2024 г. – февруари 2025 г., според която средните месечни температури за м. януари и февруари 2025 г. са около нормата или над нормата. Според дружеството, в анализа не е взето предвид заявеното намерение от страна на министъра на енергетиката за възобновяване работата на трети и четвърти блок на ТЕЦ „Контур Глобал Марица Изток 3“ през първото тримесечие на 2025 г., с което ще се преодолее очертаващият се дефицит на електрическа енергия.

Предвид горното, дружеството счита, че анализът за очаквано увеличение на цената за базов товар с 27,12% за регулаторния период (постигната цена и прогнозна цена за оставащия срок от периода) на организирания борсов пазар спрямо определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., не е реалистичен и следователно изводите не могат да бъдат пренесени по отношение на прогнозната пазарна цена за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Според дружеството няма реални аргументи, че разликата в прогнозната и отчетената пазарна цена за регулаторния период ще бъде съществена по смисъла на §1, т. 16а от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ, т.е. ще надвиши 15%.

„Брикел“ ЕАД изразява несъгласие по отношение на изчисляване на необходимите годишни приходи, както следва: според представеното възражение, прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. за производителите на енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство, в размер на 240,98 лв./MW, е надвишавала с 28,83% отчетените борсови цени за този период, но корекция на необходимите приходи не е направена от Комисията.

Отправя искане при приемане на решението да бъдат взети под внимание всички фактори и особено такива, свързани с решения на Народното събрание и изпълнителната власт, които водят до допълнителни финансови разходи. В тази връзка, според дружеството при утвърждаване на цените следва да бъде съобразено и предстоящото увеличение на минималната работна заплата и на максималния осигурителен праг, считано от 01.01.2025 г., което ще доведе до нарастване на производствените разходи.

С допълнение към възражението, с вх. № Е-14-31-8 от 20.12.2024 г., „Брикел“ ЕАД моли за преразглеждане на преференциалната цена на електрическата енергия от комбинирано производство и цената на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, във връзка със следните факти и обстоятелства: дружеството посочва, че през настоящия регулаторен период се очертава значителна разлика между одобрената и отчетената цена на горивото „биомаса“, използвано за производството на електрическа и топлинна енергия, наред с използването на въглища. Дружеството представя данни за цените на възобновяемите горива, като средната цена на микса от биомаса възлиза на 195,95 лв./тнг. Посочва, че одобрената с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на КЕВР цена на биомаса, в размер на 87,83 лв./тнг, е значително по-ниска.

„Топлофикация - Перник“ АД с писма с вх. № Е-14-03-8 от 18.12.2024 г. и с вх. № Е-14-03-9 от 20.12.2024 г. е представило становище, както следва:

Дружеството изразява съгласие с преизчисленото увеличение на необходимите годишни приходи, произтичащо от увеличението на цената на природния газ със 17,05 % спрямо прогнозната в Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., което е увеличение с 2 360 хил. лв. „Топлофикация - Перник“ АД счита, че предложената преференциална цена за електрическата енергия от 477,77 лв./MWh съответства на увеличението на необходимите приходи и се запазва непроменена цената на топлинната енергия.

Дружеството възражава срещу предложената прогнозна пазарна цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 225,90 лв./MWh. Според „Топлофикация - Перник“ АД тази цена е нереално висока, тъй като борсовите цени на електрическата енергията през месеците март, април, май и юни са средно 147,55 лв./MWh. Прогнозните борсови цени за същия период през 2025 г. са, както следва: м. март – 178,97 лв./MWh; м. април – 156,47 лв./MWh, м. май – 176,03 лв./MWh и м. юни – 146,69 лв./MWh. Дружеството посочва, че произведената електроенергия от фотоволтаици през топлите месеци значително се увеличава в комбинация с много по-ниско потребление, а тези факти биха довели до критично ниски борсови цени на енергията през светлата част от денонощието. Отбелязва, че средната борсова цена за последния изтекъл ценови период е 171,52 лв./MWh при прогнозна цена на Комисията от 240,98 лв./MWh.

Според „Топлофикация - Перник“ АД КЕВР следва да вземе предвид Постановление № 359 на Министерския съвет от 23.10.2024 г., с което от 1 януари 2025 г. минималната работна заплата се увеличава с 15,4 %, а това би довело до увеличение на всички услуги и стоки, включващи материали и консумативи. Фонд „Работна заплата“ би нараснал с около 20%, т.е. около 270 хил. лв./ месечно, в т.ч.: начисления 220 хил. лв. и осигуровки 50 хил. лв.

„Топлофикация - Перник“ АД посочва, че отчитайки постоянно променящата се икономическа обстановка и увеличението на минималната работна заплата, дружеството вече е уведомено от доставчика на горивата за 5% увеличение на цените на кафявите въглища от 01.01.2025 г. В писмо с вх. № Е-14-03-9 от 20.12.2024 г., дружеството отбелязва, че след преговори с доставчика на кафяви въглища от 01 януари 2025 г. кафявите въглища ще бъдат с цена от 150,00 лв./т., което представлява увеличение с 11,6%, спрямо цената, посочена в заявление с вх. № Е-14-03-2 от 29.03.2024 г., в размер на 134,36 лв./т. До края на регулаторния период „Топлофикация - Перник“ АД ще направи допълнителни разходи за кафяви въглища в размер на 4 258 хил. лв. Също така, с решение на КЕВР е увеличена цената на промишлената и на питейна вода от 01.01.2025 г., което за гр. Перник е с около 9,5%, което ще доведе до увеличаване разходите за вода на дружеството.

Предвид гореизложеното, „Топлофикация - Перник“ АД отправя искане Комисията да преразгледа прогнозната пазарна цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, залагайки не само увеличението на цената на природния газ, а и всички съпътстващи компоненти, участващи във формиране на цените.

„Топлофикация Русе“ АД на проведеното открито заседание и с писмо с вх. № Е-14-09-16 от 20.12.2024 г. е представило становище, както следва:

„Топлофикация Русе“ АД настоява в решението за утвърждаване на преференциална цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, Комисията да вземе предвид изложените от дружеството аргументи и нови обстоятелства, а именно:

Увеличение на фонд „Работна заплата“

„Топлофикация Русе“ АД посочва, че промените в минималната работна заплата на национално ниво, обявени от Министерския съвет, водят до значително увеличение на фонд „Работна заплата“. Към настоящия момент минималната работна заплата нараства с около 20%, което създава пряк натиск върху разходната част на дружеството. Според „Топлофикация Русе“ АД съгласно чл. 31а, ал. 2 от ЗЕ, съществени изменения в разходните компоненти следва да се вземат предвид при формиране или изменение на цените, тъй като неосигуряването на адекватни средства за възнаграждения би могло да доведе до загуба на квалифициран персонал и да застраши устойчивостта на дейността.

Увеличение на производствените и експлоатационни разходи

Дружеството посочва, че прогнозните увеличения в цените на основни стоки, услуги и доставки са с ръст от поне 10% на годишна база, в т.ч. разходи за консумативи, материали, транспорт, енергийни доставки и поддържащи услуги. Глобалните икономически условия, включително инфлацията и нестабилността на международните пазари, оказват значително влияние върху стойността на ресурсите, необходими за производството. „Топлофикация Русе“ АД дава пример, че цените на стоманените изделия и резервни части, които се използват в производствените процеси, бележат рязък ръст, а увеличението на тези разходи е структурен проблем, който не може да бъде компенсиран само с оптимизация на вътрешните процеси. Едновременно с това разходите за услуги като поддръжка, логистика и доставка на стоки също са в значителен ръст. Посочените обстоятелства водят до необходимост за запазване на настоящите цени, с цел да се избегне риск от финансови затруднения.

Увеличение на цената на хидратната вар за сероочистващата инсталация

„Топлофикация Русе“ АД посочва, че хидратната вар е ключов компонент за работата на сероочистващите инсталации, необходими за спазването на екологичните норми, установени от националното законодателство и от директивите на Европейския съюз. В тази връзка, обръща внимание, че през последните 12 месеца цената на хидратната вар е нараснала с над 15%, в резултат от повишените разходи за енергия и суровини, използвани в производството, а този разход не може да бъде избегнат, тъй като спазването на екологичните стандарти е задължително условие за дейността на дружеството. Увеличението на разходите за хидратна вар има директен ефект върху себестойността на произвежданата енергия и поставя допълнителен финансов натиск върху „Топлофикация Русе“ АД.

Увеличени разходи за ремонт

Дружеството заявява, че сигурността и надеждността на производствените мощности на „Топлофикация Русе“ АД зависят в значителна степен от извършването на редовни и аварийни ремонти. През последния период се наблюдава ръст на цените на резервни части, материали и труд, свързани с ремонтните дейности, като цените на

специализираните части за турбини и котли са нараснали с над 12%, което се отразява пряко в увеличение на производствените и транспортните разходи при доставчиците.

В допълнение дружеството обръща внимание и на повишените изисквания за качество и надеждност на оборудването, които изискват използването на по-висок клас материали и услуги. Според дружеството това води до увеличени разходи, които не могат да бъдат намалени, без да се компрометира безопасността и ефективността на производствените съоръжения. В тази връзка, запазването на настоящите цени е наложително за гарантиране на нормалната експлоатация и устойчивост.

Увеличение на цената на природния газ

Дружеството заявява, че прогнозната цена на природния газ, определена в решението на КЕВР, е по-ниска от реалните пазарни стойности, като увеличението на този разход пряко влияе на икономическата обосновка за изменение на пределните цени на топлинната енергия.

Увеличение на цената на вносните въглища

Дружеството посочва, че като част от горивния микс, вносните въглища представляват основен енергиен източник, като увеличението на курса на щатския долар и завишението на транспортните разходи до ТЕЦ „Русе Изток“ водят до ръст в цената на основното гориво.

Увеличение разходите за въглища (транспорт Варна-Русе и курс на \$)		заявено от 01.06.2024 г.	След корекция	Увеличение	
Цена на въглища	лв./т	596,54	622,71	26,17	4.4%
Стойност	хил. лв.	87 024	90 842	3 817,71	4.4%

Увеличение на цената на биомасата

„Топлофикация Русе“ АД посочва, че завишеното търсене на биомаса е довело до значително нарастване на цената на доставките.

Увеличение разходите за биомаса (нови ценови условия)		Заявено от 01.06.2024 г.	След корекция	Увеличение	
цена на биомаса	лв./т	114,72	330	215,28	187,7%
стойност	хил. лв.	5 627	16185	10 558,77	187,7%

Според дружеството при направена калкулация по ценовия модел, само от изложените по-горе прогнозни увеличения на цените на горивата, преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, се увеличава с 41,92 лв./MWh, спрямо заявената от дружеството от 01.07.2024 г., цена в размер на 621,98 лв./MWh.

Увеличение на прогнозната пазарна цена на електрическа енергия

Според „Топлофикация Русе“ АД заложената в Доклада прогнозна пазарна цена на електрическа енергия, в размер на 225,90 лв./MWh, е завишена и реално няма да бъде постигната, особено през второто тримесечие на 2025 г. Дружеството счита, че заложеното увеличение в прогнозната пазарна цена от 01.01.2025 г., в размер от 27,12%, е нереалистично и ще доведе до калкулиране на постъпления, които няма да бъдат получени на практика и това ще причини финансова загуба, която няма да бъде компенсирана.

В заключение дружеството настоява при окончателното вземане на решението за утвърждаване на цени на електрическата енергия, произведена по високоефективен

комбиниран начин, Комисията да съобрази гореизложените мотиви и обстоятелства. В противен случай дружеството счита, че ще изпадне в затруднено положение. Недостатъчните приходи ще възпрепятстват изпълнението на инвестиционната и ремонтна програма, което ще наруши финансовата и оперативна стабилност на „Топлофикация Русе“ АД.

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД на проведеното открито заседание и с писма с вх. № Е-14-33-18 от 18.12.2024 г. и с вх. № Е-14-33-19 от 20.12.2024 г. е представило становище, както следва:

Дружеството възразява срещу определената цена на топлинната енергия и срещу преференциалната цена, респективно премия на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка посочва, че при умножаване на количествата по съответните цени не се получават необходимите годишни приходи, като според дружеството преференциалната цена на електрическата енергия трябва да бъде 322,04 лв./MWh, а не 308,04 лв./MWh, както е посочена в Доклада и проекта на решение. Също така, отбелязва, че до края на ценовия период няма да бъдат достигнати необходимите годишни приходи, утвърдени от КЕВР.

На следващо място, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД посочва, че промяната на минималната работна заплата с над 15% ще се отрази в промяна на всички заплати в дружеството. Също така, според дружеството индикациите за повишаване на цените на суровините, също са фактор, който би влошил състоянието му. Като причини за повишаване на цените на горивата се посочва повишение на транспортните разходи, намалените поръчки, които от своя страна водят до увеличение на разходите за единица продукция. В тази връзка, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД счита, че цената на въглищата трябва да се повиши като от 133,55 лв./т. се признае на 145 лв./т., а за ВЕИ – от 89,36 лв./т. на 102,76 лв./т., или цена на гориво – от 51,95 лв./т. да се признае на 56,91 лв./т., в резултат на което преференциалната цена да се повиши на 360,60 лв./MWh.

Предвид горното, дружеството отправя искане решението да не се приема и да се изчака завършване на регулаторния период.

Частен земеделски производител – Румяна Иванова Величкова на проведеното открито заседание и с писмо с вх. № Е-14-59-5 от 23.12.2024 г. е представило становище, както следва:

Дружеството изразява несъгласие по отношение на преференциалната цена на електрическата енергия. В тази връзка посочва, че поради естеството на ползване на топлинния товар на когенерацията, към 23.12.2024 г. е използвало само двадесет и пет процента от годишната квота. Счита, че е несправедливо да получава редукция на преференциалната цена с над 74% от годишната квота, при положение, че има дружества, които са я използвали в почти пълен размер, а са получили същата редукция. Според дружеството, би било справедливо редукцията да се изчислява спрямо вече използваната квота, тоест редукцията на цената да е наполовина.

Изразява становище, че цените на електроенергията приложени в Доклада са оптимистично високи, като за дружеството, второто шестмесечие е с преобладаваща тежест. Настоява за използване на възможно най-късни данни преди взимането на окончателно решение.

В Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. дружеството е получило редукция на необходимите количества природен газ, като с оглед на това, че се преполовява регулаторния период, настоява за актуализация на необходимите количества и включването им в решението. В тази връзка, посочва, че всички данни са изпратени на

Комисията във връзка с издаване на сертификати за високоефективно производство. Счита, че повишеният разход е по вина на „ЕРМ Запад“ АД, съответно „ЕСО“ ЕАД, които с многократно прекъсване на електрозахранването (в следствие на форсмажор) рестартират производството и изкарват двигателя от оптимален режим.

На следващо място се посочва, че цената на природния газ, платена от дружеството за първите шест месеца от регулаторния период, надвишава 82 лв./MWh, съответстваща на цената на „Газов Хъб Балкан“.

„Инертстрой-Калето“ АД на проведеното открито заседание и с писмо с вх. № Е-14-76-3 от 23.12.2024 г. е представило становище, както следва:

Дружеството възразява срещу определената му прогнозна индивидуална крайна цена на природния газ. В тази връзка посочва, че в Доклада се предвиждат цени за природен газ в диапазона 75-80 лв./MWh. Според дружеството най-близката до него ко-генерация е „Топлофикация – Враца“ ЕАД, за която е определена цена, в размер на 78,54 лв./MWh, а цената която е предвидена за „Инертстрой-Калето“ АД е 66,15 лв./MWh, т.е. цената на природния газ за „Топлофикация – Враца“ ЕАД е 20% по-висока от цената за „Инертстрой-Калето“ АД. Счита за необективно становището, че „Инертстрой-Калето“ АД ще закупува газ на 66,15 лв./MWh, а „Топлофикация – Враца“ ЕАД за 78,54 лв./MWh. В тази връзка, според дружеството цената за 1 MWh природен газ не може да бъде по-ниска от тази на „Топлофикация – Враца“ ЕАД, тъй като са в един регион.

„Инертстрой-Калето“ АД посочва, че в Доклада е предвидена норма на възвръщаемост на капитала от 5,4%, но не е отчетено, че при електрическата енергия върху цената (пазарна цена плюс премия) се начисляват 5% за Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (фонд СЕС), от което прави извод, че нормата за възвръщаемост на капитала отива във фонд СЕС, а за дружеството остават 0,13% от тази сума, защото и нормата на възвръщаемост на капитала е обложена с 5% за фонд СЕС. В тази връзка, според „Инертстрой-Калето“ АД определената цена е без начислена норма на възвръщаемост на капитала. Предвид това дружеството предлага, за да има възвръщаемост на капитала, в цената да се заложат поне 11%, за да може след като се начислят и преведат 5% за фонд СЕС, да останат около 5,45% норма на възвръщаемост на капитала.

Дружеството посочва, че от 2015 г. работи с компресиран газ, като към всички заявления за цени за отделните ценови периоди е прилагало договори за доставка на компресиран газ. В подкрепа на становището си, че Комисията е приемала този разход, дружеството е приложило Решение № Ц-25 от 30.06.2015 г. на КЕВР. В тази връзка „Инертстрой - Калето“ АД настоява да се приеме разходът, който прави за доставка на компенсирания газ. Тези 225 лв. без ДДС за 1000 м³ са разход, който за последните няколко години се отчита като недовъзет приход и дружеството инкасира финансови загуби. Според дружеството за периода 01.07.2024 г. - 31.12.2024 г., поради дискриминационно отношение, на „Инертстрой - Калето“ АД е предвидена цена за природен газ от 66,15 лв./MWh, докато среднопретеглената цена за 1 MWh природен газ, която е заплатило е 96,0744 лв./MWh. Това води до натрупана загуба, която трябва да се вземе предвид и да се заложи в цената на електрическата енергия за периода 01.01.2025 г. - 30.06.2025 г.

В становището „Инертстрой - Калето“ АД е представило изчисления относно това каква трябва да бъде преференциалната цена на електрическата енергия, както и премията по чл. 33а от ЗЕ. Дружеството посочва, че ако се вземе предвид прогнозата за пазарната цена на електрическата енергия за периода 01.01.2025 г. – 30.06.2025 г. от приблизително 240 лв./MWh, преференциалната цена следва да бъде 522,45 лв./MWh, а премията – 325,45 лв./MWh.

„Топлофикация Петрич“ ЕАД на проведеното открито заседание е представило становище, както следва:

Според дружеството причините цената и премията на електрическата енергия да бъдат намалени е, че Фонд СЕС не може да си позволи да изплати премиите, които трябва да отидат в големите дружества, като например – „Брикел“ ЕАД и „Бобов дол“ ЕАД, които са произвеждали последните две месеца на 98% от капацитета, за да вземат премии, когато цената е била висока. Малките дружества, като „Топлофикация Петрич“ ЕАД страдат от това. В тази връзка предлага да бъдат преразгледани цените и премиите на останалите дружества, а на „Топлофикация Петрич“ ЕАД да останат непроменени.

Г. Самандов – заместник-министър на енергетиката, на проведеното обществено обсъждане е изразил становище в подкрепа на корекцията на прогнозната пазарна цена за базов товар.

Представител на „Енери Портфолио Оптимизейшън България“ ЕАД на проведеното обществено обсъждане е изразил становище, че заложеното завишение с 27% на фючърсите е високо и неадекватно спрямо сегашните пазарни трендове и последни цени на сетълмент.

Кр. Георгиев – председател на Асоциацията на топлофикационните дружества в България, на проведеното обществено обсъждане е изразил становище при приемане на крайния акт на Комисията да се вземат предвид актуални данни.

След обсъждане на направените устни изказвания и постъпилите писмени становища, Комисията счита:

Комисията приема за частично основателни възраженията по отношение на прогнозната пазарна цена на електрическата енергия, изложени от „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация – Враца“ ЕАД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация-Плевен“ АД, „Топлофикация-ВТ“ АД, „Топлофикация - Сливен - инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, „Брикел“ ЕАД, „Топлофикация - Перник“ АД, „Топлофикация Русе“ АД, ЧЗП – Румяна Иванова Величкова и „Енери Портфолио Оптимизейшън България“ ЕАД.

Във връзка с постъпилите възражения е извършен допълнителен анализ относно постигнатата и прогнозна пазарна цена за базов товар на организиран борсов пазар на електрическа енергия, при който е установено следното: постигнатата към 31.12.2024 г. цена за базов товар на пазара ден напред за периода 01.07.2024 г. – 31.12.2024 г. е в размер на 250,07 лв./MWh. По данните към 30.12.2024 г., фючърсите за българския пазар на Европейската електроенергийна борса (EEX) за първо тримесечие на 2025 г. (Q1 2025) са на нива от 136,04 евро/MWh, а за второ тримесечие на 2025 г. (Q2 2025) – от 88,51 евро/MWh, т.е. за първото полугодие на 2025 г. – 112,28 евро/MWh (219,59 лв./MWh). Постигнатите нива на фючърсите за съседните пазари са с около 2-3 евро/MWh над тези за българския пазар.

Видно от горните данни, отклонението от определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., която е в размер на 173,09 лв./MWh, спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар, е над 30%. В тази връзка, обаче, следва да бъдат съобразени и обстоятелствата, а именно:

Действително стойностите на фючърсните сделки за първото полугодие на 2025 г. имат прогнозен характер и се характеризират с относителна волатилност в зависимост от различни фактори, но предвид отчетените до настоящия момент цени на пазара ден

напред, за да се понижи цената за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. под 199,05 лв./MWh (определената прогнозна пазарна цена за целите на ценообразуването по Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. и Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на КЕВР, увеличена с 15%), то следва за първото полугодие на 2025 г. цената за базов товар да е около 148 лв./MWh, което е нереалистично, предвид стойностите на фючърсите и обстоятелството, че започва зимният сезон.

Видно от горните данни, прогнозната пазарна цена за базов товар, при отчитане на постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. на организиран борсов пазар на електрическа енергия, следва да е около 120 евро/MWh, като е нужно да се отчетат и различните допълнителни фактори, които оказват влияние върху нея. Основният движещ фактор за покачването на цените на регионалните борси е дефицитът на електрическа енергия, особено в пиковите часови диапазони, на фона на увеличен капацитет за износ към Р Украйна, чиято енергийна инфраструктура продължава да бъде разрушавана. През зимните месеци износът към Р Украйна ще окаже допълнителен натиск на дефицитния пазар в Югоизточна Европа, предвид ограничения воден ресурс и липсата на достатъчно работещи гъвкави мощности. Наблюдават се и други фактори, които допълнително влияят на възходящия тренд на цената, като: опасенията за нова газова криза и повишението на цената на природния газ; повишеното потребление предвид по-студеното време спрямо 2023 година; различните форми на компенсации/помощи в региона, които изкривяват пазара чрез липса на търсене на дългосрочни продукти и нелимитирани оферти на краткосрочните пазари; гъвкавите мощности в региона при липса на воден ресурс са неконкурентни и активирането им води до нереално високи цени.

От началото на м. ноември 2024 г. пазарът на електрическа енергия се характеризира с изключителна волатилност, като за този двумесечен период изменението на фючърсите е с над 25,00 евро/MWh, като достига върхови стойности на 21.11.2024 г., след което бележи сериозен спад до 21.12.2024 г., като до края на годината отново се отчита ръст. При такава рязка динамика не може да се прогнозира доколко устойчива е тенденцията от последните два месеца. Освен това, цената ще се прилага през относително дълъг период – 6 месеца, поради което същата не следва механично да отразява всяко колебание, още повече, че в много случаи моментните стойности на фючърсите отразяват факти и обстоятелства със спорадичен и случаен характер. Следва да се отбележи и обстоятелството, че прогнозната пазарна цена на практика основно се прилага за производители, чието производство също има непостоянен характер и може да се повлияе от непредвидими фактори, поради което при прогнозирането следва да се подхожда изключително консервативно. В тази връзка, при настоящото определяне на прогнозната пазарна цена следва да се вземат предвид и ниските стойности на фючърсните сделки към началото на м. ноември 2024 г. и средата на м. декември, като прогнозата се редуцира с около 11 евро/MWh до 108,50 евро/MWh.

При отчитане на горните факти и аргументи, прогнозната пазарна цена за базов товар следва да бъде в размер на 212,21 лв./MWh.

Предвид горното, при определената към настоящия момент прогнозна пазарна цена за базов товар в размер на 212,21 лв./MWh, прогнозната пазарна цена съответно за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, следва да бъде в размер на 217,86 лв./MWh.

С оглед изложеното, отклонението между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 173,09 лв./MWh спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов

пазар в размер на 212,21 лв./MWh е в размер на 22,60 %, в същия размер е и тази разлика по отношение на прогнозната пазарна цена за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

Посочената разлика обосновава наличие на съществено изменение на прогнозната пазарна цена за базов товар по смисъла на § 1, т. 16а от Допълнителната разпоредба (ДР) на НРЦЕЕ, според която разпоредба съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за съответен период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар е налице, ако това изменение е в размер над 15 на сто.

В тази връзка Комисията определя прогнозна пазарна цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в размер на 217,86 лв./MWh.

В допълнение, във връзка с направените възражения, следва да се има предвид, че прогнозната пазарна цена за базов товар се изчислява като средна цена за целия период, който в случая е от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., а не по тримесечия, както предлагат дружествата. 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, водноелектрически централи, с инсталирана мощност до 10 MW, от биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

По отношение на представената от „Брикел“ ЕАД съпоставка със средни отчетни цени на БНЕБ за първо полугодие на 2024 г. може да се посочи, че на база отчетните данни за 2024 г. не може да се прогнозира какво ще се случи през 2025 г.

По отношение на искането на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД при промяна на цените в средата на ценовия период да се изисква информация от дружествата за сключени хеджиращи сделки, която да бъде взета предвид при определяне на новите стойности на цените и премиите, следва да се има предвид, че съгласно чл. 31б, ал. 2 от ЗЕ, Комисията изменя определените премии, но не по-често от веднъж на 6 месеца, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия. В тази връзка, дружеството е следвало да съобрази поведението си с посочената разпоредба и да прецени риска от евентуално решение и промяна на прогнозната пазарна цена от 01.01.2025 г. Предвид това искането на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД да бъде изключено от обхвата на решението се явява неоснователно.

Възраженията по отношение на компенсиране на надвзет и недовзет приход от електрическата енергия за предходен период са извън обхвата на настоящото административно производство.

Комисията приема за частично основателни възраженията на „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ АД и ЧЗП – Румяна Иванова Величкова, по отношение на прогнозната цена на природния газ, съгласно изложените по-долу в решението мотиви.

След извършен допълнителен анализ, Комисията приема прогнозна пазарна цена на природния газ за Q1 на 2025 г. (първо тримесечие) в размер на 41 €/MWh (80,19 лв./MWh).

Комисията приема за частично основателно възражението на „Инертстрой-Калето“ АД, по отношение на прогнозна индивидуална крайна цена на природния газ и определя

прогнозна пазарна крайна цена 80,18 лв./MWh. По искането на „Инертстрой-Калето“ АД да бъде изменена нормата на възвращаемост на капитала, като същата бъде определена в размер на поне 11%, следва да се има предвид, че съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ, нормата на възвръщаемост на капитала се определя за целия регулаторен период, в случая от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., и не подлежи на изменение в настоящото административно производство.

Комисията не приема възраженията по отношение на признаване на разходите за достъп и пренос през газоразпределителната мрежа, изложени от „Топлофикация – Разград“ АД, „Топлофикация-ВТ“ АД. Настоящото производство е открито във връзка с изменението на определената прогнозна цена на природния газ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода, поради което това е обстоятелството, което следва да бъде отчетено при определяне на цената на дружеството.

Комисията приема за неоснователни възраженията на ЧЗП – Румяна Иванова Величкова по отношение на количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство и количествата природен газ. Настоящото производство е открито във връзка с изменението на определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия, както и във връзка с изменението между определената прогнозна цена на природния газ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода, поради което и това са обстоятелствата, които следва да бъдат отчетени при определяне на цените на дружествата.

Комисията приема за неоснователни възраженията по отношение на увеличението на фонд „Работна заплата“, както и на други производствени и експлоатационни разходи, изложени от „Топлофикация – Враца“ ЕАД, „Топлофикация-ВТ“ АД, „Топлофикация - Сливен - инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, „Брикел“ ЕАД, „Топлофикация - Перник“ АД, „Топлофикация Русе“ АД и „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД. Настоящото производство е открито във връзка с изменението на определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия, както и във връзка с изменението между определената прогнозна цена на природния газ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода, поради което и това са обстоятелствата, които следва да бъдат отчетени при определяне на цените на дружествата. В допълнение, към изложените възражения дружествата не са представили конкретни изчисления, с придружаващи ги доказателства, за изменение на горните разходи.

По същите аргументи, Комисията не приема възраженията по отношение на увеличението на разходите за ремонти, изложени от „Топлофикация - Сливен - инж. Ангел Ангелов“ ЕАД и „Топлофикация Русе“ АД.

Комисията приема възраженията по отношение на увеличението на цената на въглищата и биогоривата, изложени от „Топлофикация - Сливен - инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, „Брикел“ ЕАД, „Топлофикация - Перник“ АД, „Топлофикация Русе“ АД и „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД. За тези дружества въглищата и биогоривата са основно гориво за производство и промяната в цената им води до съществено изменение на утвърдените годишни разходи и необходимите годишни приходи респективно оказва съществено влияние върху финансовото състояние на дружествата. Признаването на по-високите разходи за основно гориво на дружествата, ползващи въглища и биогорива, е обосновано с оглед признаването и на увеличените разходи за основно гориво природен газ.

Комисията приема за неоснователни възраженията на „Топлофикация - Сливен - инж. Ангел Ангелов“ ЕАД и „Инертстрой-Калето“ АД по отношение разходите за вноски към Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, които не се включват в състава на признатите от Комисията разходи, съгласно чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ.

Комисията приема за неоснователно възражението на „Топлофикация – Разград“ АД по отношение на коефициента за разпределяне на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата – К ел.^{КПД}, доколкото за топлофикационните централи същият се определя от Комисията за регулаторни цели за съответния ценови период, в съответствие с Глава трета, раздел трети, т. 9 от Указания – НВ/2018 и чл. 24, ал. 2 от НРЦЕЕ.

Комисията приема за неоснователно възражението на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД по отношение на определените на дружеството цена на топлинна енергия и цена, респективно премия на електрическата енергия от високоефективно комбинирано производство. Посочената от дружеството преференциална цена на електрическа енергия в размер на 322,04 лв./MWh не включва компенсацията за надвзет приход от въглеродни емисии съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, отразена в Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на КЕВР, което е влязло в сила по отношение на дружеството.

Възраженията на „Топлофикация - Сливен - инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, свързани с модернизиране на енергийните мощности на централата чрез доставка и монтаж на газови когенератори, както и възникналите отношения между „ЕСО“ ЕАД и дружеството са извън предмета на настоящото производство.

След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, както и на постъпилите становища и възражения от енергийните предприятия и от заинтересованите лица, Комисията приема за установено следното:

С оглед установяване на необходимостта за откриване на процедура за изменение на цените на електрическата и топлинната енергия, определени, съответно утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на КЕВР, е извършен анализ на изменението на определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия, както и на изменението между определената прогнозна цена на природния газ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода, както следва:

1. Прогнозна пазарна цена за базов товар:

По смисъла на чл. 21, ал. 1, т. 8г от ЗЕ КЕВР определя за целите на ценообразуването ежегодно прогнозна пазарна цена, въз основа на която се формира ценообразуващият елемент на цените на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи, отразяващ разходите им за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологични разходи. В тази връзка, Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар 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, както и групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група – арг. от чл. 37а и чл. 37б, ал. 1 и ал. 2, т. 1 и т. 2 от НРЦЕЕ.

Предвид горното, с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. КЕВР е определила прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 173,09 лв./MWh, както и прогнозна пазарна цена за същия период за групите: независим

преносен оператор – 178,64 лв./MWh; оператори на електроразпределителни мрежи – 185,38 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 177,70 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 141,49 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 166,71 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 184,70 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 175,62 лв./MWh. Аналогично в Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. КЕВР е определила прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 88,50 евро/MWh или 173,09 лв./MWh, съответно – прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. за групата производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 177,70 лв./MWh.

От друга страна, постигнатата към 31.12.2024 г. цена за базов товар на пазара ден напред за периода 01.07.2024 г. – 31.12.2024 г. е в размер на 250,07 лв./MWh. По данните към 30.12.2024 г., фючърсите за българския пазар на Европейската електроенергийна борса (EEX) за първо тримесечие на 2025 г. (Q1 2025) са на нива от 136,04 евро/MWh, а за второ тримесечие на 2025 г. (Q2 2025) – от 88,51 евро/MWh, т.е. за първото полугодие на 2025 г. – 112,28 евро/MWh (219,59 лв./MWh). Постигнатите нива на фючърсите за съседните пазари са с около 2-3 евро/MWh над тези за българския пазар.

Видно от горните данни, отклонението от определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., която е в размер на 173,09 лв./MWh, спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар, е над 30%. В тази връзка, обаче, следва да бъдат съобразени и обстоятелствата, а именно:

Действително стойностите на фючърсните сделки за първото полугодие на 2025 г. имат прогнозен характер и се характеризират с относителна волатилност в зависимост от различни фактори, но предвид отчетените до настоящия момент цени на пазара ден напред, за да се понижи цената за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. под 199,05 лв./MWh (определената прогнозна пазарна цена за целите на ценообразуването по Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. и Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на КЕВР, увеличена с 15%), то следва за първото полугодие на 2025 г. цената за базов товар да е около 148 лв./MWh, което е нереалистично, предвид стойностите на фючърсите и обстоятелството, че започва зимният сезон.

Видно от горните данни, прогнозната пазарна цена за базов товар, при отчитане на постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. на организиран борсов пазар на електрическа енергия, следва да е около 120 евро/MWh, като е нужно да се отчетат и различните допълнителни фактори, които оказват влияние върху нея. Основният движещ фактор за покачването на цените на регионалните борси е дефицитът на електрическа енергия, особено в пиковите часови диапазони, на фона на увеличен капацитет за износ към Украйна, чиято енергийна инфраструктура продължава да бъде разрушавана. През зимните месеци износът към Украйна ще окаже допълнителен натиск на дефицитния пазар в Югоизточна Европа, предвид ограничения воден ресурс и липсата на достатъчно работещи гъвкави мощности. Наблюдават се и други фактори, които допълнително влияят на възходящия тренд на цената, като: опасенията за нова газова криза и повишението на цената на природния газ; повишеното потребление предвид по-студеното време спрямо 2023 година; различните форми на компенсация/помощи в региона, които изкривяват пазара чрез липса на търсене на дългосрочни продукти и

нелимитирани оферти на краткосрочните пазари; гъбавите мощности в региона при липса на воден ресурс са неконкурентни и активирането им води до нереално високи цени.

От началото на м. ноември 2024 г. пазарът на електрическа енергия се характеризира с изключителна волатилност, като за този двумесечен период изменението на фючърсите е с над 25,00 евро/MWh, като достига върхови стойности на 21.11.2024 г., след което бележи сериозен спад до 21.12.2024 г., като до края на годината отново се отчита ръст. При такава рязка динамика не може да се прогнозира доколко устойчива е тенденцията от последните два месеца. Освен това, цената ще се прилага през относително дълъг период – 6 месеца, поради което същата не следва механично да отразява всяко колебание, още повече, че в много случаи моментните стойности на фючърсите отразяват факти и обстоятелства със спорадичен и случаен характер. Следва да се отбележи и обстоятелството, че прогнозната пазарна цена на практика основно се прилага за производители, чието производство също има непостоянен характер и може да се повлияе от непредвидими фактори, поради което при прогнозирането следва да се подхожда изключително консервативно. В тази връзка, при настоящото определяне на прогнозната пазарна цена следва да се вземат предвид и ниските стойности на фючърските сделки към началото на м. ноември 2024 г. и средата на м. декември, като прогнозата се редуцира с около 11 евро/MWh до 108,50 евро/MWh.

При отчитане на горните факти и аргументи, прогнозната пазарна цена за базов товар следва да бъде в размер на 212,21 лв./MWh.

На основание чл. 376, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ, във връзка с ценообразуването по Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. и по Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., Комисията е определила групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара ден напред за предходната календарна година от съответната група – независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници.

Предвид горното, при определената към настоящия момент прогнозна пазарна цена за базов товар в размер на 212,21 лв./MWh, прогнозната пазарна цена съответно за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, следва да бъде в размер на 217,86 лв./MWh;

С оглед изложеното, отклонението между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 173,09 лв./MWh спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар в размер на 212,21 лв./MWh е в размер на 22,60 %, в същия размер е и тази разлика по отношение на прогнозната пазарна цена за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

Посочената разлика обосновава наличие на съществено изменение на прогнозната пазарна цена за базов товар по смисъла на § 1, т. 16а от Допълнителната разпоредба (ДР) на НРЦЕЕ, според която разпоредба съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за съответен период спрямо постигнатата и

прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар е налице, ако това изменение е в размер над 15 на сто.

2. Изменение на цената на природния газ:

Съгласно чл. 38, ал. 1 от НРЦЕЕ, Комисията има право при необходимост по време на регулаторния/ценовия период, но не по-често от веднъж на 6 месеца, да измени преференциалните цени, съответно премиите, за електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна цена на природния газ за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода. По смисъла на § 1, т. 16б от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ, съществено изменение между определената прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода е налице, ако това изменение е в размер над 15 на сто.

В допълнение, съгласно разпоредбата на чл. 22, ал. 1 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ), Комисията има право при необходимост по време на регулаторния/ценовия период, но не по-често от веднъж на 6 месеца, да измени цените, по които производителите продават топлинна енергия на топлопреносното предприятие и на пряко присъединени клиенти, както и цените, по които топлопреносните предприятия продават топлинна енергия на клиентите, при условие, че е налице съществено изменение между определената прогнозна цена на природния газ за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода. По смисъла на § 1, т. 20 от Допълнителните разпоредби на НРЦТЕ, съществено изменение между определената прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода е налице, ако това изменение е в размер над 15 на сто.

С оглед горното и поради това, че обстоятелствата относно измененията на цената на природния газ са служебно известни на Комисията, а разходите за природен газ са с най-голям дял в състава на утвърдените необходими приходи на дружествата в сектор „Топлоенергетика“, които работят с основно гориво природен газ, е извършен анализ на изменението между определената прогнозна цена на природния газ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода резултатите, от който са, както следва:

Прогнозните цени на природния газ по тримесечия за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., които са включени при определянето на индивидуалните цени на енергия по Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на КЕВР са, както следва:

	Мярка	Трето тримесечие 2024 г.	Четвърто тримесечие 2024 г.	Първо тримесечие 2025 г.	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

Утвърдените цени на природния газ на обществения доставчик на природен газ за периода 01.07.2024 г. – 31.12.2025 г. са, както следва:

Утвърдени цени на природния газ за периода 01.07.2024 г. - 01.12.2024 г.						
	01.07.2024	01.08.2024	01.09.2024	01.10.2024	01.11.2024	01.12.2024
лв./MWh	58,10	60,75	61,91	63,72	68,69	75,89
лв./kNm ³	634,51	663,45	672,09	690,60	745,97	816,20
коэффициент на преобразуване, kWh/m ³ .	10,921	10,921	10,856	10,838	10,860	10,755

Средната утвърдена цена за третото тримесечие на 2024 г. е 60,25 лв./MWh, а за четвъртото тримесечие е 69,43 лв./MWh.

За третото тримесечие на 2024 г. средната цена на „Булгаргаз“ ЕАД е с 2,70% по-висока от включената средна цена за същото тримесечие в цените по Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г.

За четвъртото тримесечие на 2024 г. средната цена на „Булгаргаз“ ЕАД е с 4,41% по-висока от включената средна цена за същото тримесечие в цените по Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г.

В резултат на извършен анализ цените на природния газ за първото и второто тримесечия на 2025 г. са прогнозираны при отчитане на тенденциите в движението на цените на фючърсите за холандския газов хъб ТТФ на Европейската енергийна борса (EEX) и техните стойности са съответно 84,80 лв./MWh и 83,12 лв./MWh.

	Мярка	Постигната цена за Трето тримесечие 2024 г.	Постигната цена за Четвърто тримесечие 2024 г.	Прогнозна цена за Първо тримесечие 2025 г.	Прогнозна цена за Второ тримесечие 2025 г.	Регулаторен период 01.07.2024 г.- 30.06.2025 г.
Цени на природния газ	лв./MWh	60,25	69,43	84,80	83,12	74,40

С оглед гореизложеното, разликата между определената прогнозна цена на природния газ за регулаторния период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода е 17,05%. Посочената разлика обосновава наличие на съществено изменение по смисъла на § 1, т. 20 от Допълнителните разпоредби на НРЦТЕ и § 1, т. 166 от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ. Същественото изменение на цените на природния газ следва да намери отражение в цените на топлинната енергия и на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, както и в премиите. Същевременно при настоящото определяне на прогнозната цена на природния газ следва да се вземе предвид и обстоятелството, че в изложените по-горе анализи на тенденциите в движението на цените на фючърсите за холандския газов хъб ТТФ на Европейската енергийна борса са отчетени и фактори като опасенията за нова газова криза и повишението на цената на природния газ, както и очаквания за по-студена зима, предвид по-студеното време през ноември 2024 г. спрямо ноември 2023 г., които по същността си представляват бъдещи несигурни събития. Доколкото прогнозите са базирани на бъдещи несигурни събития е необосновано пълното им отразяване в цените на енергията. В тази връзка, при настоящото определяне на прогнозната цена на природния газ, прогнозните цени за първото и второто тримесечие на 2025 г. следва да се редуцират с около 2 евро/MWh, съответно до 80,19 лв./MWh за първо тримесечие и с около 4 евро/MWh до 75,63 лв./MWh за второ тримесечие, предвид различните потреблявани количества природен газ и източници на доставка, като постигнатите цени на природния газ за първото шестмесечие за ценовия период и прогнозните цени за първото шестмесечие на 2025 г., включени при определяне на индивидуалните цени на енергия на дружествата от 01.01.2025 г., след анализ са, както следва:

	Мярка	Постигната цена за Трето тримесечие 2024 г.	Постигната цена за Четвърто тримесечие 2024 г.	Прогнозна цена за Първо тримесечие 2025 г.	Прогнозна цена за Второ тримесечие 2025 г.	Регулаторен период 01.07.2024 г.- 30.06.2025 г.
Цени на природния газ	лв./MWh	60,25	69,43	80,19	75,63	71,38

В случай, че прогнозите за повишаване на цените на природния газ се сбъднат, то при определяне на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, и при утвърждаване на цените на топлинната енергия за следващия регулаторен период, считано от 01.07.2025 г., ще бъдат извършени корекциите на необходимите приходи, предвидени в чл. 24а от НРЦЕЕ, съответно чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ.

Горните факти и обстоятелства обосновават необходимост от изменение на цените на електрическата и топлинната енергия, определени, съответно утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на КЕВР.

Посочените по-горе прогнозна пазарна цена за базов товар и изменение на цените на природния газ следва да се отразят в цените на топлинната енергия и в цените на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, както и в премиите за електрическата енергия, както следва:

1. Премиите по чл. 33а от ЗЕ се определят при отчитане на прогнозна пазарна цена за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 217,86 лв./MWh.

2. Разходите за природен газ се остойностяват въз основа на:

Постигнати цени на природния газ за първото шестмесечие за ценовия период и прогнозните цени за първото шестмесечие на 2025 г., включени при определянето на индивидуалните цени на енергия на дружествата от 01.01.2025 г., както следва:

	Мярка	Постигната цена за Трето тримесечие 2024 г.	Постигната цена за Четвърто тримесечие 2024 г.	Прогнозна цена за Първо тримесечие 2025 г.	Прогнозна цена за Второ тримесечие 2025 г.	Регулаторен период 01.07.2024 г.- 30.06.2025 г.
Цени на природния газ	лв./MWh	60,25	69,43	80,19	75,63	71,38

Прогнозна индивидуална крайна цена на природния газ за отделните дружества, както следва:

1. „Топлофикация София“ ЕАД – 77,63 лв./MWh;
2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – 77,19 лв./MWh;
3. „Топлофикация – Плевен“ АД – 79,09 лв./MWh;
4. „Топлофикация – Бургас“ АД – 77,26 лв./MWh;
5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД – 77,66 лв./MWh;
6. „Топлофикация-Враца“ ЕАД – 80,18 лв./MWh;
7. „Топлофикация Разград“ АД – 80,45 лв./MWh;
8. „Юлико Евротрейд“ ЕООД – 79,81 лв./MWh;
9. „Топлофикация-ВТ“ АД – 79,59 лв./MWh;
10. „Топлофикация Русе“ АД – 73,46 лв./MWh;
11. „Топлофикация – Перник“ АД – 77,65 лв./MWh;
12. „Когрийн“ ООД – 83,06 лв./MWh;
13. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 500 дка“ – 79,27 лв./MWh;

14. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 200 дка“ – 79,15 лв./MWh;
15. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД – 80,70 лв./MWh;
16. „Инертстрой – Калето“ АД – 80,18 лв./MWh;
17. „Оранжерии Петров дол“ ООД – 77,86 лв./MWh;
18. ЧЗП „Румяна Величкова“ – 80,05 лв./MWh;
19. „Алт Ко“ АД – 79,06 лв./MWh;
20. „Декотекс“ АД – 80,96 лв./MWh;
21. „Енергиен център Зебра“ ЕООД – 77,63 лв./MWh;
22. „Овердрайв“ АД – 76,74 лв./MWh;
23. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД – 78,37 лв./MWh
24. „Нова Пауър“ ЕООД – 87,20 лв./MWh.
25. „Топлофикация Петрич“ ЕАД – 75,58 лв./MWh

3. По аргумент от чл. 38, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 22, ал.1 от НРЦТЕ, когато е налице съществено изменение на цените на природния газ, Комисията следва да прецени необходимостта от изменение на утвърдените цени на топлинната енергия и на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, както и на премиите за електрическата енергия, което налага извършване на анализ по отношение на изменение на цените на електрическата и/или топлинната енергия, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в контекста на обща ценова рамка, определена с това решение. В тази връзка следва да се има предвид, че разходите за природен газ, включени в цените на топлинната енергия и на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, на дружествата които работят с основно гориво природен газ, на основание чл. 24, ал. 2 от НРЦЕЕ се разпределят между производството на електрическа и топлинна енергия чрез коефициент за ефективност на производството на електрическа енергия, определян за регулаторни цели съобразно указанията по ал. 1.

В случая изменението на цената на природния газ води до необходимост от преразглеждане на коефициентите за ефективност на производството на електрическа енергия, определяни за регулаторни цели, по отношение топлофикационните дружества, които продават топлинна енергия за отопление и битово горещо водоснабдяване. Повишаването на цената на използваното гориво води до повишаване на разходите за производство, поради което, с оглед спазване на принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, и възприетата регулаторна рамка за настоящия ценови период, коефициентите за ефективност на производството на електрическа енергия, определяни за регулаторни цели, съгласно т. 9, глава трета, раздел III, от Указания – НВ следва да се коригират.

При определяне на цените на топлинната енергия и електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от съществено значение е видът 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 – 0,2527;
2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – 0,3792;
3. „Топлофикация – Плевен“ АД – 0,4143;
4. „Топлофикация – Бургас“ АД – 0,2998;
5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД – 0,4082;
6. „Топлофикация-Враца“ ЕАД – 0,2970;
7. „Топлофикация Разград“ АД – 0,3250;
8. „Юлико Евротрейд“ ЕООД – 0,3821;
9. „Топлофикация-ВТ“ АД – 0,2392;
10. „Топлофикация Русе“ АД – 0,3537;
11. „Топлофикация – Перник“ АД – 0,2950;
12. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД – 0,2770;
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“ АД – 0,6636;
21. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД – 0,3484;
22. „Брикел“ ЕАД – 0,2935;
23. „Солвей Соди“ АД – 0,1386;
24. „Декотекс“ АД – 0,4952;
25. „Енергиен център Зебра“ ЕООД – 0,5182;
26. „Овердрайв“ АД – 0,6143;
27. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД – 0,6500
28. „Нова Пауър“ ЕООД – 0,4900.
29. „Топлофикация Петрич“ ЕАД – 0,5963

Във връзка гореизложено, след извършен икономически анализ са изчислени преференциални цени и премии на електрическата енергия и пределни цени на топлинната енергия и техните ценообразуващи елементи, както следва:

1. На „Топлофикация София“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 353,89 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 136,03 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 – 973 656 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 946 861 хил. лв., от които условно-постоянни – 207 256 хил. лв. и променливи – 739 605 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 436 945 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 – 266,42 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 48,56 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 – 124 873 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 114 095 хил. лв., от които условно-постоянни – 29 401 хил. лв. и променливи – 84 694 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 163 385 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 – 274,48 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 56,62 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 – 85,42 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 152 698 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 149 118 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 849 хил. лв. и променливи – 125 269 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 55 034 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 – 356,50 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 138,64 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 – 56 011 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 54 596 хил. лв., от които условно-постоянни – 12 555 хил. лв. и променливи – 42 042 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 21 681 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 – 282,61 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 64,75 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 – 33 191 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 30 696 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 473 хил. лв. и променливи – 23 223 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 35 216 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 – 353,17 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 135,31 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 – 34 785 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 33 953 хил. лв., от които условно-постоянни – 9 071 хил. лв. и променливи – 24 881 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 12 537 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 – 531,33 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 313,47 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 – 16 938 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 16 711 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 397 хил. лв. и променливи – 12 314 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 3 238 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 – 225,21 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 7,35 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 – 8 146 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 7 767 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 423 хил. лв. и променливи – 5 343 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 5 591 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 – 690,67 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 – 1 800 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 762 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 084 хил. лв. и променливи – 678 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 2 195 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 – 559,44 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 341,58 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 – 117,89 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 204 987 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 200 861 хил. лв., от които условно-постоянни – 43 459 хил. лв. и променливи – 157 402 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 66 445 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 – 504,54 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 286,68 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 – 58,46 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 195 237 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 189 951 хил. лв., от които условно-постоянни – 36 193 хил. лв. и променливи 153 758 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 97 707 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 – 486,76 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 268,90 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 – 79,93 лв./MWh;

5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 93 696 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 91 075 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 785 хил. лв. и променливи – 67 290 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 34 127 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 – 379,36 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 161,50 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 131,05 лв./MWh;

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 15 982 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 15 249 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 062 хил. лв. и променливи – 8 187 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 13 710 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 – 403,16 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 185,30 лв./MWh;

3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 9 972 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 9 386. лв., от които условно-постоянни – 4 351 хил. лв. и променливи – 5 035 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 9 474 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 – 404,72 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 186,86 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 7 587 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 7 180 хил. лв., от които условно-постоянни – 3183 хил. лв. и променливи – 3 997 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 6 457 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 – 473,76 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 255,90 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 4 351 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 4 130 хил. лв., от които условно-постоянни – 2165 хил. лв. и променливи – 1 965 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 4 010 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 – 294,58 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 76,72 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 7 899 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 7 627 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 785 хил. лв. и променливи – 4 842 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 5 289 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 – 285,45 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 67,59 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 87,00 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 2 080 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 080 хил. лв., от които условно-постоянни – 634 хил. лв. и променливи – 1 446 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 – 202,58 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0 лв./MWh (при изчислена разлика минус 15,28 лв./MWh);
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 2 725 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 671 хил. лв., от които условно-постоянни – 861 хил. лв. и променливи – 1 810 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 1 177 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 – 584,30 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 366,44 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 – 240 606 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 229 046 хил. лв., от които условно-постоянни – 50 602 хил. лв. и променливи – 178 443 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 181 362 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 – 10 575 MWh.

22. На „Солвей Соди“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 655,07 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 437,21 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 – 573,46 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 355,60 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 228,27 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 – 469,07 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 251,21 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 117,57 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 117,57 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 3 827 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 3 640 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 989 хил. лв. и променливи – 1 651 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 – 327,78 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 109,92 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода –

156,80 лв./MWh;

4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 148,96 лв./MWh;

5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 5 710 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 5 556 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и променливи – 3 890 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 1 971 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 – 86,73 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 – 480,29 лв./MWh;

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 895 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 872 хил. лв., от които условно-постоянни – 376 хил. лв. и променливи – 496 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 293 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 – 393,42 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 175,56 лв./MWh;

3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 443 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 275 хил. лв., от които условно-постоянни – 864 хил. лв. и променливи – 1 411 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 2 998 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 – 320,90 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 103,04 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 4 264 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 4 261 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 016 хил. лв. и променливи – 2 245 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 79 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 – 324,94 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 107,08 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 – 61,96 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 522 419 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 511 907 хил. лв., от които условно-постоянни – 75 367 хил. лв. и променливи – 436 540 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 185 764 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 – 119,70 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.

Следва да се има предвид, че в случаите, в които при извършените изчисления индивидуалните цени на електрическата енергия са по-ниски от определената за целите на ценообразуването прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за базов товар за групата на производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, премиите следва да бъдат определени в размер на 0 лв./ MWh.

Изказвания по т.2.:

Докладва Б. Паунов. Предвид правомощията на Комисията, е сформирана работна група, която да анализира изменението между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия, както и изменението между определената прогнозна цена на природния газ спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода. Анализът е отразен в доклад от 12.12.2024 г., приет с решение на КЕВР.

Насрочено е открито заседание за разглеждане на доклада на 18.12.2024 г., като Комисията е определила срок за представяне от заинтересованите страни на становища по доклада до 12:00 ч. на 23.12.2024 г. и е насрочила на 18.12.2024 г. от 10:50 ч. обществено обсъждане на проекта на решение за цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия; определила е и срок за представяне на становища по проекта на решение от заинтересованите лица.

В откритото заседание участие са взели представители на дружества, които са описани в проекта на решение. В хода на откритото заседание и общественото обсъждане са направени изказвания и в определения срок са постъпили писмени становища, които също са подробно описани в проекта на решение.

След обсъждане на направените устни изказвания и постъпилите писмени становища, Комисията приема за частично основателни възраженията по отношение на прогнозната пазарна цена на електрическата енергия, изложени от дружествата, които са посочени в доклада.

В тази връзка с постъпилите възражения е извършен допълнителен анализ относно постигнатата и прогнозната пазарна цена за базов товар на организиран борсов пазар на електрическа енергия. Б. Паунов поясни, че Пл. Младеновски частично е говорил по тази тема в предходната точка от дневния ред.

Комисията определя прогнозна пазарна цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в размер на 217,86 лв./MWh.

Комисията приема за частично основателни възраженията на „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ АД и ЧЗП – Румяна Иванова Величкова, по отношение на прогнозната цена на природния газ, съгласно изложените в проекта на решение мотиви.

След извършен допълнителен анализ, Комисията приема прогнозна пазарна цена на природния газ за първо тримесечие в размер на 41 €/MWh (80,19 лв./MWh).

Комисията приема възраженията по отношение на увеличението на цената на въглищата и биогоривата, изложени от „Топлофикация - Сливен - инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, „Брикел“ ЕАД, „Топлофикация - Перник“ АД, „Топлофикация Русе“ АД и „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД. За тези дружества въглищата и биогоривата са основно гориво за производство и промяната в цената им води до съществено изменение на утвърдените

годишни разходи и необходимите годишни приходи респективно оказва съществено влияние върху финансовото състояние на дружествата. Признаването на по-високите разходи за основно гориво на дружествата, ползващи въглища и биогорива, е обосновано с оглед признаването и на увеличените разходи за основно гориво природен газ.

След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, както и на постъпилите становища и възражения от енергийните предприятия и от заинтересованите лица, Комисията приема:

Прогнозна пазарна цена за базов товар в размер на 212,21 лв./MWh, но прогнозната пазарна цена за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия следва да бъде в размер на 217,86 лв.

Б. Паунов каза, че по отношение на прогнозната пазарна цена на природния газ иска да направи уточнение, че на стр. 23 от проекта на решение е установена непълнота в текста преди таблицата: за второто тримесечие корекцията е с 4 EUR, а за първото е с 2 EUR:

„В тази връзка, при настоящото определяне на прогнозната цена на природния газ, прогнозните цени за първо и второто тримесечие на 2025 г. следва да се редуцират с около 2 евро/MWh, съответно до 80,19 лв./MWh за първо тримесечие и с около 4 евро/MWh до 75,63 лв./MWh за второ тримесечие, предвид различните потреблявани количества природен газ и източници на доставка, като постигнатите цени за природен газ за първо шестмесечие за ценовия период и прогнозните цени за първо шестмесечие на 2025 г., включени при определяне на индивидуалните цени на енергия на дружествата от 01.01.2025 г., след анализ са, както следва...“.

На стр. 24 от проекта на решение е представена прогнозната индивидуална крайна цена на природния газ за отделните дружества. В прогнозната пазарна цена (71,38 лв.) е включена цената за достъп и пренос, според това от коя точка дружеството консумира природен газ.

По отношение на цените на електрическата и топлината енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от съществено значение е видът на инсталираните мощности, с които се генерират съответните енергии. Предвид направения регулаторен преглед са описани съответните коефициенти на дружествата.

Във връзка гореизложено, след извършен икономически анализ са изчислени преференциални цени и премии на електрическата енергия и пределни цени на топлинната енергия и техните ценообразуващи елементи, описани в проекта на решение за всяко дружество.

Б. Паунов прочете диспозитива на проекта на решение:

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8б, чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 31а, ал. 2, чл. 31б, ал. 1, т. 3, ал. 2 и ал. 3, чл. 33, чл. 33а и чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 22, ал. 1 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия и чл. 38, ал. 1, чл. 40, ал. 2 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

Изменя, считано от 01.01.2025 г., утвърдените пределни цени на топлинната енергия и определените преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано

производство на електрическа и топлинна енергия, с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., като утвърждава, съответно определя, както следва: (Б. Паунов поясни, че в проекта на решение са описани всички дружества).

Ив. Н. Иванов запита къде ще бъде записан този абзац, който е прочетен по време на докладването.

Б. Паунов поясни, че ще бъде записан на стр. 23 (преди таблицата).

Ив. Н. Иванов запита дали таблицата остава в този вид.

Б. Паунов отговори, че таблицата остава в този ѝ вид. Има непълнота в текста: записано е 4 евро, но това е за второто тримесечие. За първото тримесечие е 2 евро. Иначе числата са същите.

Ив. Н. Иванов констатира, че прогнозните цени за първото и второто тримесечие са такива, каквито са отбелязани в доклада.

Б. Паунов потвърди това и каза, че за целия период става 71,38 лв., както е записано.

Ив. Н. Иванов обърна внимание, че е записано 74,40 лв.

Б. Паунов повтори, че на стр. 23 е записано 71,38 лв. и поясни, че при разпечатване на материалите може да станало в началото на стр. 24.

Ив. Н. Иванов запита дали прогнозната цена за първото и второто тримесечие е проверяема.

Пл. Младеновски отговори, че тя отново е прогнозна. Фючърсът е бил почти един и същ и за двете тримесечия. Работната група го е намалила с 4 EUR с идеята, че ще има намаление за двете тримесечия. В резултат на възраженията на дружествата и на това, което се вижда като получени цени на газа към настоящия момент, единствено за първото тримесечие не се намалява с 4 EUR, а с 2 EUR. Причината е, че цените в България не са пряко корелиращи с TTF фючърса, тъй като има доставки на природен газ от Азербайджан. Предвид по-високото потребление, делът на азерския газ е по-малък, отколкото през второто тримесечие и съответно ще окаже по-слабо влияние върху потискане на цената. Затова двете тримесечия са разделени.

Ив. Н. Иванов каза, че все пак на може да разбере на каква база стъпват тези намаления с по 2 EUR и с по 4 EUR.

Пл. Младеновски поясни, че това са намаления спрямо фючърса, иначе се увеличава с 2 EUR.

Ив. Н. Иванов каза, че някой ще попита защо е с 4 EUR, а не с 3,5 EUR или с 4,5 EUR. Какво отговаря Комисията?

Пл. Младеновски каза, че това е прогноза.

Ив. Н. Иванов отговори, че това е прогноза, но в този случай е доста субективна прогноза на работната група.

Пл. Младеновски каза, че прогнозата е субективна, но така или иначе и за природния газ съществува корекция в края на периода, т.е. има надвзет и недовзет приход, който се коригира в края на ценовия период.

Ив. Н. Иванов каза, че това трябва да се отбележи, ако не е направено, защото може да бъде защита на Комисията, ако бъде атакувана. При затварянето на нидерландската борса в предходния ден цената на TTF е надминала 50 EUR/MWh. Това е нещо, което не е виждано от 2022 г., когато са били прекъснати доставките за България, Полша и за други страни. Наистина има голяма неизвестност какво ще се случи в следващите дни. Ив. Н. Иванов каза, че се надява, че Европа ще успее да преодолее това, но му се струва, че Комисията трябва да има много силна защита за определянето на тези две стойности: 2 EUR и 4 EUR. Необходимо е категорично да се заяви, че по механизма за надвзет/недовзет приход Комисията, след завършването на едногодишния ценови период,

ще установи съответната корекция, както е направено с цените за изминалия период, когато природният газ е бил с по-ниска цена и е имало надвзет приход от топлофикациите. Тогава е имало намаление с около 7-8%. Това трябва да се напомни на тези, които ще питат как е избрано това намаление.

Пл. Младеновски каза, че по силата на Наредба № 1 тази корекция е задължителна, така че Комисията я прилага всяка година при утвърждаването на цените за новия регулаторен период от първи юли. Това са прогнозни стойности, към които е подхождено доста консервативно, както и при прогнозната пазарна цена. Цена на природния газ от 50 EUR/MWh означава сериозно повишение на цената на топлинната енергия и да няма таван за тази на електрическата енергия.

Ив. Н. Иванов каза, че не това е неговата забележка, а мисли за защитата, която Комисията трябва да осъществи. Тези редукиции са спрямо определените за първо и второ тримесечие по ТТФ. Спрямо тях има намаление с 2 EUR, защото това е периодът с най-голяма консумация на природен газ и с най-малко относителна тежест на азербайджанския газ, като в същото време се получават най-високите цени в началото на м. януари. Ив. Н. Иванов каза, че се надява, че след това ситуацията ще се успокои и приема, че за второто тримесечие редукицията трябва да бъде по-голяма. Това е разговор, свързан с аргументите, които Комисията взема предвид при приемане на решението.

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. 31а, ал. 2, чл. 31б, ал. 1, т. 3, ал. 2 и ал. 3, чл. 33, чл. 33а и чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 22, ал. 1 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия и чл. 38, ал. 1, чл. 40, ал. 2 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Изменя, считано от 01.01.2025 г., утвърдените пределни цени на топлинната енергия и определените преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., като утвърждава, съответно определя, както следва:

1. На „Топлофикация София“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 353,89 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 136,03 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 – 973 656 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 946 861 хил. лв., от които условно-постоянни – 207 256 хил. лв. и променливи – 739 605 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 436 945 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 – 266,42 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 48,56 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 – 124 873 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 114 095 хил. лв., от които условно-постоянни – 29 401 хил. лв. и променливи – 84 694 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 163 385 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 – 274,48 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 56,62 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 – 85,42 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 152 698 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 149 118 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 849 хил. лв. и променливи – 125 269 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 55 034 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 – 356,50 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 138,64 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 – 56 011 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 54 596 хил. лв., от които условно-постоянни – 12 555 хил. лв. и променливи – 42 042 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 21 681 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 – 282,61 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 64,75 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 – 33 191 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 30 696 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 473 хил. лв. и променливи – 23 223 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 35 216 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 – 353,17 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 135,31 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 – 34 785 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 33 953 хил. лв., от които условно-постоянни – 9 071 хил. лв. и променливи – 24 881 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 12 537 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 – 531,33 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 313,47 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 – 16 938 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 16 711 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 397 хил. лв. и променливи – 12 314 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 3 238 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 – 225,21 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 7,35 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 – 8 146 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 7 767 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 423 хил. лв. и променливи – 5 343 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 5 591 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 – 690,67 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 – 1 800 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 762 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 084 хил. лв. и променливи – 678 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 2 195 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 – 559,44 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 341,58 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 – 117,89 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 204 987 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 200 861 хил. лв., от които условно-постоянни – 43 459 хил. лв. и променливи – 157 402 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 66 445 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 – 504,54 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 286,68 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 – 58,46 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 195 237 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 189 951 хил. лв., от които условно-постоянни – 36 193 хил. лв. и променливи 153 758 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 97 707 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 – 486,76 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 268,90 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 – 79,93 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 93 696 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 91 075 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 785 хил. лв. и променливи – 67 290 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 34 127 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 – 379,36 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 161,50 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 131,05 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 15 982 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 15 249 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 062 хил. лв. и променливи – 8 187 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 13 710 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 – 403,16 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 185,30 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 9 972 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 9 386. лв., от които условно-постоянни – 4 351 хил. лв. и променливи – 5 035 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 9 474 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,19%;

▪ Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 160 MWh.

16. На „Оранжеви Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжевия 500 дка“

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 404,72 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 186,86 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 7 587 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 7 180 хил. лв., от които условно-постоянни – 3183 хил. лв. и променливи – 3 997 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 6 457 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 6,31%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 199 MWh.

17. На „Оранжеви Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжевия Левски“

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 473,76 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 255,90 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 4 351 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 4 130 хил. лв., от които условно-постоянни – 2165 хил. лв. и променливи – 1 965 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 4 010 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 – 294,58 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 76,72 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 7 899 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 7 627 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 785 хил. лв. и променливи – 4 842 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 5 289 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 – 285,45 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 67,59 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 87,00 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 2 080 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 080 хил. лв., от които условно-постоянни – 634 хил. лв. и променливи – 1 446 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 – 202,58 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0 лв./MWh (при изчислена разлика минус 15,28 лв./MWh);
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 2 725 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 671 хил. лв., от които условно-постоянни – 861 хил. лв. и променливи – 1 810 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 1 177 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 – 584,30 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 366,44 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 – 240 606 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 229 046 хил. лв., от които условно-постоянни – 50 602 хил. лв. и променливи – 178 443 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 181 362 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 – 10 575 MWh.

22. На „Солвей Соди“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 655,07 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 437,21 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 – 573,46 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 355,60 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 228,27 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 – 469,07 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 251,21 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 117,57 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 117,57 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 3 827 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 3 640 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 989 хил. лв. и променливи – 1 651 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 – 327,78 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 109,92 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 156,80 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 148,96 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 5 710 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 5 556 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и променливи – 3 890 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 1 971 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 – 86,73 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 – 480,29 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 895 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 872 хил. лв., от които условно-постоянни – 376 хил. лв. и променливи – 496 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 293 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 7,78%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 050 MWh.

28. На „Нова Павър“ ЕООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 393,42 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 175,56 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 2 443 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 275 хил. лв., от които условно-постоянни – 864 хил. лв. и променливи – 1 411 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 2 998 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 – 320,90 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 103,04 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 4 264 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 4 261 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 016 хил. лв. и променливи – 2 245 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 79 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 – 324,94 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 107,08 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 – 61,96 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 522 419 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 511 907 хил. лв., от които условно-постоянни – 75 367 хил. лв. и променливи – 436 540 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 185 764 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 – 119,70 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 членът на Комисията Благой Голубарев.

Решението е взето с **два гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Благой Голубарев - за), от които **един глас** (Благой Голубарев) на член на Комисията със стаж в

енергетиката.

По т.3. Комисията, след като разгледа данните и документите, свързани с изменението на цените, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г., както и тези от проведените на 18.12.2024. г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

С Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е утвърдила цени на електрическата енергия на дружествата в сектор „Електроенергетика“ за регулаторния/ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Според чл. 31б, ал. 1, т. 1 и т. 3 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията има право при необходимост да изменя утвърдените цени на електрическата енергия, цените за достъп и/или за пренос до/през електропреносната и/или електроразпределителните мрежи и цената и/или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на невъзстановяемите разходи и на разходите, произтичащи от наложени задължения към обществото, по време на ценовия период, но не по-често от веднъж на календарно тримесечие, като: изменя разполагаемостта за производство на електрическа енергия на производителите, както и количеството електрическа енергия на обществения доставчик, в съответствие с които общественият доставчик сключва сделки с крайните снабдителни, при съобразяване с енергийния баланс с цел осигуряване на максимална защита на интересите на крайните клиенти и при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, както и изменя признатия размер на други ценообразуващи елементи при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Аналогична на чл. 31б, ал. 1, т. 1 и т. 3 от ЗЕ е разпоредбата на чл. 40, ал. 1 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

Сформираната със Заповед № 3-Е-365 от 10.12.2024 г. на председателя на КЕВР работна група е изготвила доклад и проект на решение относно изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г., които са приети от Комисията с решение по Протокол № 360 от 13.12.2024 г., т. 3.

На 18.12.2024 г. са проведени открито заседание със страните по производството за разглеждане на приетия доклад и обществено обсъждане със заинтересованите страни на приетия проект на решение.

Във връзка с приетите доклад и проект на решение са постъпили следните становища: с вх. № Е-13-01-22 от 23.12.2024 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, с вх. № Е-13-12-8 от 23.12.2024 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, с вх. № Е-04-37-20 от 27.12.2024 г. от Асоциация свободен енергиен пазар и с вх. № Е-04-05-6 от 23.12.2024 г. от Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори. Постъпили са и становища с вх. № Е-13-47-27 от 19.12.2024 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД и с вх. № Е-13-62-125 от 19.12.2024 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, с които дружествата изразяват съгласие с изводите в приетия от Комисията доклад.

„Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) счита, че КЕВР следва да посочи ясно как ще бъдат уредени отношенията между дружеството и крайните снабдителни по отношение на количествата енергия за периода юли – декември 2024 г., които са с цена от 127,69 лв./MWh. Т.е. тъй като в проекта на решението си Комисията е посочила, че новата цена от 138,46 лв./MWh е цена за цялостната рамка на решението за целия регулаторен период, за НЕК ЕАД остава неясно, дали следва да състави и изпрати на крайните снабдителни необходимите счетоводни документи, отнасящи се за

продадената им енергия в периода юли 2024 – декември 2024 г., с които да отрази корекция в цената от 127,69 лв./MWh на 138,46 лв./MWh. Подчертава, че само при корекция в цената за разглеждания период ще могат да бъдат осигурени предвидените в проекта на решение необходими приходи на НЕК ЕАД в размер на 1 869 989 хил. лв., като в противен случай общественият доставчик ще реализира приходи от крайните снабдители в размер на 1 799 626 хил. лв.

На следващо място дружеството посочва, че има колизия по отношение на прилагането на средната цена на енергията за регулиран пазар, след компенсиране от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС, Фонда) в частта, свързана с участието ѝ във формирането на миксовата цена на енергията за клиентите на регулиран пазар (138,46 лв./MWh) спрямо частта, свързана с прилагането ѝ по отношение на предвидените във ФСЕС средства за компенсиране на разходи. В частта относно формирането на миксовата цена КЕВР посочва, че цената от 138,46 лв./MWh се отнася за целия регулаторен период, като приема, че през целия период действа средната цена на енергията за регулиран пазар, след компенсиране от ФСЕС, съответно за „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в размер на 200,52 лв./MWh, за производители от ВЕИ с инсталирана мощност под 500 kW – 167,67 лв./MWh и за производители от ВЕКП с инсталирана мощност под 500 kW – 225,90 лв./MWh. По отношение на частта относно предвидените средства за компенсиране от Фонда Комисията посочва, че във връзка с промяната на средната цена на енергията за регулиран пазар, след компенсиране от ФСЕС, има намаление на разходи на Фонда спрямо определените в Решение № Ц-17, като прави изчисленията на годишна база, а периодът, през който ще се прилагат, е 6 месеца. Т.е. според НЕК ЕАД КЕВР на практика посочва, че в определени изчисления има несъответствие между записаното и изчисленото в проекта на решение и това, което самата Комисия очаква да се случи.

НЕК ЕАД отбелязва, че КЕВР е оценила новия размер на средствата във ФСЕС за компенсиране на дружеството, свързани с енергията, закупувана от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД, на 489 496 хил. лв. или намаление с 64 715 хил. лв., от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД – на 238 076 хил. лв. или намаление с 14 124 хил. лв., от производителите от ВЕИ под 500 kW – на 37 850 хил. лв. или намаление със 7 924 хил. лв., и от производителите от ВЕКП под 500 kW – на 1 178 хил. лв. или намаление с 84 хил. лв. Според изчисленията на НЕК ЕАД намалението за „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД е в размер на 38 875 хил. лв., за производителите от ВЕИ под 500 kW – 4 782 хил. лв., за производителите от ВЕКП под 500 kW – 22 хил. лв., докато за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е прогнозирано увеличение с 23 134 хил. лв. Горните изчисления водят до недостиг на средства във ФСЕС в размер на: за „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД – 25 840 хил. лв., за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД – 37 258 хил. лв., за производителите от ВЕИ под 500 kW – 3 142 хил. лв. и за производителите от ВЕКП под 500 kW – 62 хил. лв. Намира, че за да бъдат напълно покрити разходите на обществения доставчик за задължително закупуване на енергия трябва да бъдат предвидени средства във ФСЕС в размер на: за „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД – 515 336 хил. лв., за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД – 275 334 хил. лв., за производителите от ВЕИ под 500 kW – 40 992 хил. лв. и за производителите от ВЕКП под 500 kW – 1 240 хил. лв. В тази връзка отбелязва също така, че средствата във Фонда за компенсиране на НЕК ЕАД са изчислени от КЕВР като средната цена на енергията за регулиран пазар за кондензационните централи, след компенсиране от ФСЕС, от 200,52 лв./MWh е приложена върху целия регулаторен период, като Комисията е изчислила размера на средствата във ФСЕС на годишна база, докато по отношение размера на спестените разходи на ФСЕС е предвидила, че изчисленията са на годишна база, но периодът, за който ще се прилагат, е 6 месеца.

НЕК ЕАД изразява несъгласие със запазването на размера на цената на електрическата енергия, произведена от ВЕЦ. Анализът на данните за производство на енергия от ВЕЦ показва, че за периода юли – декември 2024 г. се очаква да бъдат произведени малко над 600 000 MWh. Дружеството счита, че при подходящи климатични условия ще успее да изпълни квотата за регулиран пазар до края на юни 2025 г., която е 1 078 GWh, но общо производство в размер на 3 048 GWh от ВЕЦ не може да бъде достигнато и съответно цената за ВЕЦ следва да бъде променена и съобразена с това.

НЕК ЕАД повторно обръща внимание за наличието на натрупан ценови дефицит в размер на 2 461 000 хил. лв., който очаква да бъде анализиран и да бъде създаден механизъм за компенсиране, тъй като за него дружеството е изтеглило заеми и заплаща лихви, което затруднява цялостното финансово състояние и обслужването на паричните потоци.

Общественият доставчик напомня също така, че въпреки изтичането на срока на договора между НЕК ЕАД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, все още не са напълно уредени отношенията между двете дружества за извършените в периода 2012 г. – 2015 г. инвестиция за SO₂ & NO_x Модернизация и между 2017 г. – 2021 г. БРЕФ инвестиция, като очаква Комисията да се произнесе своевременно.

Комисията приема възражението на НЕК ЕАД относно използването на цени, които ще се приложат за 6 месеца, върху изчисления, които са за целия регулаторен период, за неоснователно. Видно от посоченото в раздел IV от това решение, поради обстоятелствата, а именно: 1. изчисленията са направени на годишна база, а периодът, през който ще се прилагат, е 6 месеца; 2. за част от разходите (като компенсацията за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД) се очаква около 70% от плащанията да са извършени до 01.01.2025 г.; 3. към момента на постановяване на решението не са налични точни отчетни данни за месец декември, не могат да се определят точни лимити на плащанията на Фонда към обществения доставчик. Предвид факта, че определените с настоящото решение цени и компенсации ще се прилагат за периода от 01.01.2025 г. до 30.06.2025 г., НЕК ЕАД не следва да предприема действия спрямо крайните снабдители, отнасящи се за продадената им енергия в периода юли 2024 г. – декември 2024 г., с които да отразява корекция в цената на обществения доставчик, тъй като и определените цени на дружествата, на които е издадена лицензия за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, ще се прилагат за същия период.

По отношение на изкупуваната електрическа енергия, за която общественият доставчик следва да се компенсира от ФСЕС за количествата, изкупени през второто полугодие на 2024 г., НЕК ЕАД следва да получи компенсация (след представяне на необходимите документи, доказващи направените разходи) в размер равен на произведението от изкупените количества електрическа енергия и отношението между определените разходи на Фонда за съответния производител/група производители и определената обща квота за регулаторния период за този производител/група производители, определени в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. За количествата, изкупени през първото полугодие на 2025 г., НЕК ЕАД следва да получи компенсация (след представяне на необходимите документи, доказващи направените разходи) в размер равен на произведението от изкупените количества електрическа енергия и отношението между определените разходи на Фонда за съответния производител/група производители и определената обща квота за регулаторния период за този производител/група производители, определени в настоящото решение. Например за количествата закупена електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД до 31.12.2024 г. компенсацията, която ФСЕС следва да изплати на обществения доставчик, е в размер на 275,98-

180,01=95,97 лв./MWh, а за тази след 31.12.2024 г. – в размер на 275,98-200,52=75,46 лв./MWh.

По отношение на предявените за възстановяване от НЕК ЕАД разходи, които общественят доставчик е извършил до 2015 г., подробни мотиви са изложени в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.

Комисията счита за неоснователна поисканата от дружеството компенсация във връзка с разходите му за извършената от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД SO₂ & NO_x Модернизация и БРЕФ инвестиция. 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.

Комисията счита предложението на дружеството за намаляване на количествата произведена електрическа енергия от ВЕЦ, съответно за увеличение на регулираната му цена, за неоснователно предвид разпоредбата на чл. 19, ал. 4 от НРЦЕЕ.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД обръща внимание, че не е ясно дали средната цена на енергията за регулиран пазар, след компенсиране от ФСЕС, в размер на 200,52 лв./MWh е определена за целия регулаторен период (от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г.) или само за частта от 01.01.2025 г. до 30.06.2025 г. при условие, че според доклада прогнозната пазарна цена за базов товар в размер на 220,03 лв./MWh е постигнатата и прогнозната пазарна цена за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар, тоест за целия период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. Определените по групи потребители цени са производни от нея и всички са по-високи от 200,52 лв./MWh. Посочва, че не е определена нова пазарна цена за производители от ТЕЦ, поради което може стойността от 200,52 лв./MWh да е комбинация от стойността по Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. (180,01 лв./MWh.) за периода от 01.07.2024 г. до 31.12.2024 г. и от нова, непосочена в доклада стойност, която да важи за периода от 01.01.2025 г. до 30.06.2025 г. Дружеството намира, че ако се приложи методиката съгласно раздел IIIа от НРЦЕЕ, пазарната цена на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД би следвало да е 228,83 лв./MWh., а не 200,52 лв./MWh. Във връзка с горното изразява опасения от възникване на търговски спорове между НЕК ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД (а и други засегнати страни) по отношение на изчислените стойности в доклада и реално фактурираните до момента количества и стойности на предоставената електрическа енергия по силата на Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. и подписаните споразумения между страните.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че на база реално отчетените до момента количества и прогнозата до 31.12.2024 г. за общо 1 816 561 MWh, които централата ще предостави на НЕК ЕАД, частта компенсации, платима от ФСЕС към НЕК ЕАД, респективно към „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, ще е в размер на 174 335,36 хил. лв. съобразно Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР. Остатъкът до 238 076 хил. лв., която стойност представлява общият размер на новоизчислената в доклада сума за компенсации от ФСЕС на годишна база, след приспадане на дължимата за 2024 г. сума, ще е в размер на 63 740,64 хил. лв. След като тази оставаща сума се разпредели на остатъка от квотата (1 338 439 MWh), се получава стойност от 47,62 лв./MWh, която ФСЕС ще дължи като компенсация на НЕК ЕАД. Сборът на тази стойност от 47,62 лв./MWh и стойността на средната цена на енергията за регулиран пазар от 200,52 лв./MWh е равен на 248,14 лв./MWh, което води до разлика в размер на 27,84 лв./MWh до стойността от 275,98 лв./MWh, представляваща изчислената стойност на електрическата енергия, произвеждана от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, определена с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР. Според дружеството тази стойност няма да бъде компенсирана от ФСЕС, евентуално и от НЕК ЕАД, поради което частта, платима от НЕК ЕАД, следва да е изчислена при цена от

228,36 лв./MWh, а не при 200,52 лв./MWh. Отбелязва, че разликата между 275,98 лв./MWh и 200,52 лв./MWh е 75,46 лв./MWh, при което компенсацията от ФСЕС следва да е 100 998,6 хил. лв., а не 63 740,64 хил. лв., водещи до разлика в размер на 37 257,96 хил. лв., потенциално непокрити разходи на НЕК ЕАД, респективно на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД.

Във връзка с горното „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД настоява да бъдат подробно разписани и уточнени начинът на определяне на средна цена на енергията за регулиран пазар, след компенсиране от ФСЕС, в размер на 200,52 лв./MWh, периодът, за който се отнася и стойностите на разходите на НЕК ЕАД както за двата периода от 01.07.2024 г. до 31.12.2024 г. и от 01.01.2025 г. до 30.06.2025 г., така и за целия период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г.

Комисията приема възражението на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за неоснователно предвид изложените по-горе мотиви. В допълнение, прогнозната пазарна цена на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е съобразена също така и с актуализираната прогнозна пазарна цена за базов товар, като при изчислението на приложимия коефициент са изключени пиковите часови интервали, през които липсват излишъци от произведената от тези производители електрическа енергия в микса на обществения доставчик, а тя е предназначена изцяло за задоволяване на потреблението на клиентите на регулирания пазар.

Асоциация свободен енергиен пазар (АСЕП) счита, че крайните снабдители и общественият доставчик не спазват предвидените прогнозни квоти от производителите за съответния регулаторен период и изразява съжаление, че КЕВР не прилага механизъм за налагане на санкции при неизпълнение, като в резултат на това преливането на количества от производители към тях се отразява пряко на свободния пазар. Посочва, че според проекта на решение 400 000 MWh от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и 557 000 MWh от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за периода м. януари 2025 г. – м. април 2025 г. ще бъдат отнети от свободния пазар, ще се насочат към регулирания чрез обществения доставчик и така няма да са на разположение за снабдяване на небитови крайни клиенти точно в период, в който при неблагоприятни метеорологични условия и с оглед ситуацията в Украйна предстои недостиг в Югоизточна Европа. В тази връзка АСЕП изтъква, че липсата на тези количества ще повлияе негативно върху ликвидността на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) и върху финансовата ликвидност на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, както и че близо 77 млн. лева ще бъдат пропуснатите ползи на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД по прогнозни цени на свободния пазар за следващите 4 месеца от 2025 г., като част от тях в размер на 26 млн. лева биха попълнили сметките на Фонда, откъдето са компенсациите за небитовите крайни клиенти.

АСЕП изразява несъгласие, че причините за изменение на Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. са само необичайно високата консумация и покачването на цените на свободния пазар, защото повишението на потреблението от страна на битовите клиенти е започнало още преди две години, а е имало и резки скокове на цените на свободния пазар през периода 2021 г. – 2023 г. Сдружението предполага, че причината е в количествата от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, които, като такива с най-ниска себестойност, не само ще попълнят физически квотата на регулирания пазар, но и ще осигурят финансов ресурс на обществения доставчик и мрежовите оператори.

АСЕП отбелязва също така, че за крайните снабдители не съществува стимул за оптимизация на прогнозите за потребление на битовите потребители, което представлява некоректно поведение спрямо балансиращия пазар. Така има съмнения за риск от кроссубсидиране, специално по отношение на разходите за балансиране и неточностите, предизвикани от грешните прогнози на крайните снабдители. Асоциацията настоява КЕВР да вземе под внимание неизпълнение на квотите и да направи проверка на действията на

крайните снабдители, както и да въведе механизми, така че тяхното поведение да не нарушава сигурността на системата и да не води до покачване на разходите на всички клиенти на електрическа енергия.

Горното възражение Комисията счита за неотносимо към настоящото административно производство. В допълнение определените допълнителни количества електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД по никакъв начин не следва да окажат влияние върху свободния пазар на електрическа енергия. Общественият доставчик е длъжен да подsigури електрическата енергия за клиентите на крайните снабдители. При недостиг на количества от производителите, на които КЕВР е определила разполагаемост, НЕК ЕАД докупва енергия от борсовия пазар, съответно при излишък продава на този пазар изкупената електрическа енергия. В тази връзка не се нарушава балансът между търсене и предлагане на свободния пазар, а напротив – в периоди на по-ниска консумация от битовите клиенти се увеличава предлагането на електрическа енергия и се подтиска цената, предвид задължението за изкупуване на определената разполагаемост и определената компенсация от ФСЕС.

Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори (БФИЕК) отбелязва, че с Решение на Народното събрание, обн. ДВ бр. 64 от 30.07.2024 г., на Министерския съвет е възложено да приеме програма за предоставяне на компенсация, свързани с цените на електрическата енергия на небитовите крайни клиенти за периода 01 юли 2024 г. до 31 декември 2024 г., като компенсацията е в размер 100 на сто от разликата между реалната средномесечна борсова цена на сегмента „ден напред“ на БНЕБ ЕАД, за съответния месец и базовата цена в размер 180 лв./MWh. С решение № 546 от 31.07.2024 г. Министерският съвет одобри Програма за компенсиране на разходите на небитови крайни клиенти за електрическа енергия за периода от 01.07.2024 г. до 31.12.2024 г. (Програмата), а съобразно прието с Решение № 654 от 18.09.2024 г. от Министерския съвет изменение, Програмата се прилага и за операторите на електропреносната и на електроразпределителните мрежи. Във връзка с горното счита, че при изменението на цените за пренос, считано от 01.01.2025 г., Комисията следва да има предвид и гореизложените обстоятелства.

Комисията приема горното предложение за неоснователно. Получените компенсация ще бъдат отразени при изчисляване стойността на корекциите по чл. 27а и чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ за следващия ценови период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

I. ПРЕДПОСТАВКИ ЗА ОТКРИВАНЕ НА ПРОИЗВОДСТВО ЗА ИЗМЕНЕНИЕ НА РАЗПОЛАГАЕМОСТТА/КОЛИЧЕСТВАТА И ЦЕНИТЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ

КЕВР е уведомена от енергийни дружества за настъпили по време на действащия ценови период обективни фактори, които обуславят повишаване на разходите, формиращи прилаганите от тях цени на електрическата енергия, а именно:

С писмо с вх. № Е-13-01-19 от 28.11.2024 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) посочва, че за периода юли-ноември 2024 г. надвзетите количества електрическа енергия от крайните снабдители надвишават с 500 GWh или с 11,5% определените в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г., като очакванията на дружеството са потреблението на крайните снабдители да продължи да бъде по-високо от заложеното в решението, особено през следващите месеци, характеризиращи се със застудяване и повишаване на консумацията на битовите потребители. С прогнозирано превишение от 3% в следващите месеци до края на ценовия период допълнителните количества, консумирани от крайните битови клиенти, се очаква да надвишат със 750 GWh тези,

определени в действащото ценово решение. Тези прогнозирани количества са изчислени при възприет консервативен подход и следва да се има предвид, че при негативно развитие и по-високо процентно отклонение и превишаване на потреблението, допълнителните количества, които НЕК ЕАД ще трябва да осигури за битовите клиенти, могат да нараснат до 940 GWh. Общественият доставчик обръща внимание, че възможностите за осигуряване на допълнителни количества електрическа енергия през настоящата година са още по-ограничени след изтичане на срока на споразумението за изкупуване на електрическа енергия с „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД, както и поради завишената аварийност на „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД. Освен това, от началото на регулаторния период общественят доставчик закупува по-големи количества от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД спрямо договорените в предварителното разпределение на определената квота, за да компенсира завишените заявки на крайните снабдители. През месец ноември се запазва завишената квота на тази централа, която ще достигне 535 GWh и ще доведе до по-ранно изразходване на цялата определена електрическа енергия за централата или до недостатъчни доставки през зимния период. НЕК ЕАД отбелязва също и значителното намаление на валежите и притоците, а оттам и на водните запаси в язовирите, стопанисвани от дружеството, като към момента данните за притока за 2024 г. от четирите големи каскади, експлоатирани от НЕК ЕАД – „Белмекен – Сестримо – Момина клисура“, „Баташки водносилов път“, „Доспат – Вьча“ и „Арда“, показват много ниски стойности – с над 43% по-ниски в сравнение с предходните 4 години. Намаленото производство от ВЕЦ се отразява върху себестойността на електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, която е определена на 90,78 лв./MWh при 3 048 GWh производство, докато според дружеството очакваното годишно производство от ВЕЦ ще бъде около 1 808 GWh и дори по-ниско. Така, според НЕК ЕАД ще се увеличи себестойността на производството и необходимата цена, при запазване на възвръщаемостта, би следвало да е 144 лв./MWh.

На следващо място НЕК ЕАД посочва, че предвид ограничените водни ресурси, значителна част от количествата за изпълняване на отклоненията в профилите на крайните снабдители се закупуват от „Българска независима енергийни борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) при спазване на принципите за икономическа ефективност и оптимизация на разходите. В тази връзка НЕК ЕАД отбелязва, че ценовите нива през месец октомври 2024 г. и особено от началото на месец ноември 2024 г. значително надвишават цената, по която дружеството реализира електрическата енергия на регулиран пазар. Общественият доставчик отбелязва, че за тази електрическа енергия няма предвиден компенсаторен механизъм в действащото ценово решение, което представлява значителна финансова тежест за дружеството при отговорното обслужване на обществените интереси, като обезпечава битовите потребители. В резултат на гореописаните усложнени условия, в които НЕК ЕАД функционира, дружеството изпитва затруднения в паричния поток и в определени периоди има недостиг на средства, съответно забавяне на плащанията към контрагенти и затруднения при обслужването на задълженията. Вземайки предвид изложените по-горе фактори и условия, в които функционира и тенденцията в развитието им, с висока степен на сигурност НЕК ЕАД твърди, че затрудненията му, свързани с паричния поток, се очертават като тенденция и в следващите месеци.

Съобразявайки се с посочените по-горе особености, НЕК ЕАД изгражда търговската си политика за следващите месеци основно ориентирана към изпълнение на задълженията си като обществен доставчик, но при тези значителни отклонения счита, че има риск при приключване на квотата на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да не могат да се набавят допълнителните количества от свободния пазар. За преодоляване на този риск намира за необходимо преразглеждане на ценовото решение за регулаторния период

01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. с определяне на допълнителни квоти и компенсаторни механизми за тях, които да обезпечат завишените заявки на крайните снабдители. Настоява също така прилагането на компенсаторен механизъм, изчислен в размер на около 120 млн. лв., да не се отлага за решението от 01.07.2025 г., тъй като и в момента НЕК ЕАД изпитва ликвидни затруднения, които при определяне на нова квота без навременна компенсация ще нарушат допълнително паричния поток и може да има закъснения в разплащането към доставчици, което ще се отрази в целия сектор.

Министърът на енергетиката е издал Заповед № Е-РД-16-2729 от 13.12.2024 г., с която изменя своя Заповед № Е-РД-16-310 от 31.05.2024 г., като в т. I. думите „в размер до 2 628 000 MWh“ се заменят с „в размер до 3 155 000 MWh“. Въз основа на изменената Заповед № Е-РД-16-310 от 31.05.2024 г. министърът на енергетиката е определил на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД допълнителна квота в размер на 527 000 MWh към вече определената годишна квота в размер на 2 628 000 MWh за задължително изкупуване на електрическа енергия. Заповед № Е-РД-16-310 от 31.05.2024 г., изменена със Заповед № Е-РД-16-2729 от 13.12.2024 г., е издадена в изпълнение на т. 2 от Решение от 31.01.2020 г. на Народното събрание за предприемане на всички необходими мерки за недопускане в дългосрочен план прекратяване на функционирането и/или ограничаването на производствения капацитет на въглищните топлоелектрически централи от групата на „Български енергиен холдинг“ ЕАД, на решение на Министерския съвет по т. 22 от Протокол № 24 от 29.05.2024 г. и на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ с оглед сигурността на снабдяването с електрическа енергия на територията на страната.

Предвид изложеното и с оглед установяване на необходимостта за откриване на процедура за изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, е направен анализ на ценообразуващи елементи на цените на електрическата енергия, а именно: изменението на определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия, както и на изменението на определените количества електрическа енергия, необходими за покриване на потреблението на регулирания пазар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо прогнозираните от обществения доставчик и крайните снабдители за оставащия срок от периода, както следва:

1. Прогнозна пазарна цена за базов товар

По смисъла на чл. 21, ал. 1, т. 8г от ЗЕ КЕВР определя за целите на ценообразуването ежегодно прогнозна пазарна цена, въз основа на която се формира ценообразуващият елемент на цените на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи, отразяващ разходите им за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологични разходи. В тази връзка, Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар 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, както и групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група – независим преносен оператор и оператори на електроразпределителни мрежи, на пазара ден напред – арг. от чл. 37а и чл. 37б, ал. 1 и ал. 2, т. 1 и т. 2 от НРЦЕЕ.

Предвид горното, с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. КЕВР е определила прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 173,09 лв./MWh, както и прогнозна пазарна цена за същия период за групите: независим преносен оператор – 178,64 лв./MWh; оператори на електроразпределителни мрежи – 185,38 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от

високоэффективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 177,70 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 141,49 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 166,71 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 184,70 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 175,62 лв./MWh.

От друга страна, постигнатата към 31.12.2024 г. цена за базов товар на пазара ден напред за периода 01.07.2024 г. – 31.12.2024 г. е в размер на 250,07 лв./MWh. По данните към 30.12.2024 г., фючърсите за българския пазар на Европейската електроенергийна борса (EEX) за първо тримесечие на 2025 г. (Q1 2025) са на нива от 136,04 евро/MWh, а за второ тримесечие на 2025 г. (Q2 2025) – от 88,51 евро/MWh, т.е. за първото полугодие на 2025 г. – 112,28 евро/MWh (219,59 лв./MWh). Постигнатите нива на фючърсите за съседните пазари са с около 2-3 евро/MWh над тези за българския пазар.

Видно от горните данни, отклонението от определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., която е в размер на 173,09 лв./MWh, спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар, е над 30%. В тази връзка, обаче, следва да бъдат съобразени и обстоятелствата, а именно:

Действително стойностите на фючърските сделки за първото полугодие на 2025 г. имат прогнозен характер и се характеризират с относителна волатилност в зависимост от различни фактори, но предвид отчетените до настоящия момент цени на пазара ден напред, за да се понижи цената за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. под 199,05 лв./MWh (определената прогнозна пазарна цена за целите на ценообразуването по Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, увеличена с 15%), то следва за първото полугодие на 2025 г. цената за базов товар да е около 148 лв./MWh, което е нереалистично, предвид стойностите на фючърсите и обстоятелството, че започва зимния сезон.

Видно от горните данни, прогнозната пазарна цена за базов товар, при отчитане на постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. на организиран борсов пазар на електрическа енергия, следва да е около 120 евро/MWh, като е нужно да се отчетат и различните допълнителни фактори, които оказват влияние върху нея. Основният движещ фактор за покачването на цените на регионалните борси е дефицитът на електрическа енергия, особено в пиковите часови диапазони, на фона на увеличен капацитет за износ към Украйна, чиято енергийна инфраструктура продължава да бъде разрушавана. През зимните месеци износът към Украйна ще окаже допълнителен натиск на дефицитния пазар в Югоизточна Европа, предвид ограничения воден ресурс и липсата на достатъчно работещи гъвкави мощности. Наблюдават се и други фактори, които допълнително влияят на възходящия тренд на цената, като: опасенията за нова газова криза и повишението на цената на природния газ; повишеното потребление предвид по-студеното време спрямо 2023 година; различните форми на компенсации/помощи в региона, които изкривяват пазара чрез липса на търсене на дългосрочни продукти и нелимитирани оферти на краткосрочните пазари; гъвкавите мощности в региона при липса на воден ресурс са неконкуретни и активирането им води до нереално високи цени.

От началото на м. ноември 2024 г. пазарът на електрическа енергия се характеризира с изключителна волатилност, като за този двумесечен период изменението на фючърсите е с над 25,00 евро/MWh, като достига върхови стойности на 21.11.2024 г., след което бележи сериозен спад до 21.12.2024 г., като до края на годината отново се отчита ръст. При такава рязка динамика не може да се прогнозира доколко устойчива е тенденцията от последните два месеца. Освен това, цената ще се прилага през относително

дълъг период – 6 месеца, поради което същата не следва механично да отразява всяко колебание, още повече, че в много случаи моментните стойности на фючърсите отразяват факти и обстоятелства със спорадичен и случаен характер. Следва да се отбележи и обстоятелството, че прогнозната пазарна цена на практика основно се прилага за производители, чието производство също има непостоянен характер и може да се повлияе от непредвидими фактори, поради което при прогнозирането следва да се подхожда изключително консервативно. В тази връзка, при настоящото определяне на прогнозната пазарна цена следва да се вземат предвид и ниските стойности на фючърсните сделки към началото на м. ноември 2024 г. и средата на м. декември като прогнозата се редуцира с около 11 евро/MWh до 108,50 евро/MWh.

При отчитане на горните факти и аргументи, прогнозната пазарна цена за базов товар следва да бъде в размер на 212,21 лв./MWh.

На основание чл. 376, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ във връзка с ценообразуването по Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. Комисията е определила групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара ден напред за предходната календарна година от съответната група – независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници.

Предвид горното, при определената към настоящия момент прогнозна пазарна цена за базов товар в размер на 212,21 лв./MWh, прогнозната пазарна цена съответно за електропреносния оператор, електроразпределителните оператори и групите производители следва да бъде:

1. Независим преносен оператор – 219,01 лв./MWh;
2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 227,28 лв./MWh;
3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 217,86 лв./MWh;
4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 173,46 лв./MWh;
5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 204,39 лв./MWh;
6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 226,45 лв./MWh;
7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 215,31 лв./MWh.

С оглед изложеното, отклонението между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 173,09 лв./MWh спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар в размер на 212,21 лв./MWh е в размер на 22,60 %, в същия размер е и тази разлика по отношение на прогнозната пазарна цена за независимия преносен оператор и за операторите на електроразпределителни мрежи.

Посочената разлика обосновава наличие на съществено изменение на прогнозната пазарна цена за базов товар по смисъла на § 1, т. 16а от Допълнителната разпоредба (ДР)

на НРЦЕЕ, според която разпоредба съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за съответен период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар е налице, ако това изменение е в размер над 15 на сто.

2. Количества електрическа енергия, необходими за покриване на потреблението на регулирания пазар

За целите на ценообразуването, в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. КЕВР е определила количествата електрическа енергия, необходими за покриване на потреблението на регулирания пазар, общо в размер на 12 578 629 MWh. За оставащия срок от ценовия период общественият доставчик е направил прогноза, че необходимите количества електрическа енергия за покриване на потреблението на регулирания пазар ще нарастнат с 940 000 MWh, предвид обстоятелството, че само за първите 5 месеца от регулаторния период крайните снабдители са заявили с 500 000 MWh над определените с решението на КЕВР. След анализ на горното, необходимото количество електрическа енергия, което общественият доставчик следва да осигури на крайните снабдители за покриване на потреблението на регулирания пазар до края на срока на ценовия период, е в размер на общо 13 505 629 MWh, което представлява увеличение с 927 000 MWh спрямо това по Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР.

Горните факти и обстоятелства обосновават необходимост от откриване на процедура за изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР при условията на чл. 31б, ал. 1, т. 1 и т. 3 от ЗЕ. В този случай КЕВР може да приеме съкратена процедура и срокове, а решението за изменение на цените влиза в сила от деня на приемането му от Комисията – чл. 31б, ал. 3 и ал. 4 от ЗЕ и чл. 53 от НРЦЕЕ.

Посочените по-горе прогнозна пазарна цена за базов товар и количествата електрическа енергия, необходими за покриване на потреблението на регулирания пазар, се отразяват на цените на електрическата енергия. В тази връзка, са направени съответните технико-икономически анализи, резултатите от които са изложени по-долу.

II. РАЗПОЛАГАЕМОСТ ЗА ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ НА ПРОИЗВОДИТЕЛИТЕ, КАКТО И КОЛИЧЕСТВО ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, В СЪОТВЕТСТВИЕ С КОИТО ОБЩЕСТВЕНИЯТ ДОСТАВЧИК ДА СКЛЮЧВА СДЕЛКИ С КРАЙНИТЕ СНАБДИТЕЛИ

Предвид изложеното по-горе е необходимо да се изменят определените за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, както и количества електрическа енергия, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия за осигуряване на потреблението на клиентите на крайните снабдители, при отчитане на количеството електрическа енергия, което ще реализира на пазара по свободно договорени цени. Следва да се има предвид, че определяните на производителите разполагаемост за производство и количества електрическа енергия са обвързани с цените, по които общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители, както и с цените, по които крайните снабдители продават електрическа енергия на крайни клиенти, поради което периодите, за които се определя разполагаемост и количества електрическа енергия, следва да съответстват на ценовия период на тези цени – 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Предвид ограничените водни ресурси, аварията в ПАВЕЦ Чаира и непроизведеното количество енергия от обратна вода, допълнителна разполагаемост за обществения доставчик следва да се определи от централи, които могат да осигурят количествата за

изпълняване на отклоненията в профилите на крайните снабдители, които в момента НЕК ЕАД закупува от БНЕБ ЕАД. От друга страна, този вид централи са ограничен брой, със себестойност, значително надвишаваща определената прогнозна пазарна цена и попадащи в хипотезата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ от ЗЕ. Към настоящия момент, като изключим ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД (предвид изложените по-горе аргументи), единствената гъвкава мощност, непопадаща в обхвата на ограниченията на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ от ЗЕ, предвид сключеното дългосрочно споразумение за изкупуване на енергия е „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД, която поради завишена аварийност може да не е в състояние да изпълни дори определените количества с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР. Това създава сериозни рискове за ефективното и сигурно управление на електроенергийната система от електропреносния оператор, който ще разполага с ограничен набор от мощности за регулиране.

От друга страна, обезпечаването на допълнителни количества за покриване на потреблението на крайните снабдители само от гъвкави мощности, които са с висока себестойност на произведената електрическа енергия, ще доведе до значително повишаване, както на крайните цени на електрическата енергия на регулирания пазар, така и на разходите на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС), при който към настоящия момент се наблюдават проблеми с ликвидността. В тази връзка, с оглед изпълнение на изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните дружества и крайните клиенти, следва да се възприеме балансиран подход при определяне на допълнителната разполагаемост за обществения доставчик за периода до 30.06.2024 г., както от техническа, така и от икономическа страна.

Горните специфики на функционирането на електроенергийната система и гарантирането на сигурността на доставките, както и отчитането на икономическия ефект от предприетите мерки, обосновават необходимостта допълнителните количества електрическа енергия за регулирания пазар да бъдат осигурени от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. В тази връзка изменените разполагаемост и количества електрическа енергия на производителите са, както следва:

№	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	3 155 000
3	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 500 kW	281 455
4	Топлофикационни и заводски централи	3 069
5	Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ	6 595 524
6	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	5 831 200
7	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 078 905
8	Общо количество енергия реализирано от НЕК ЕАД	13 505 629

Горните разполагаемост и количества 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, разпределени по месеци, така, както изисква чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ и при отразяване на отчетените такива за периода от 01.07.2024 г. до 30.11.2024 г., са както следва:

Електрическа енергия по централи, в MWh	Количества за рег. период	юли-декември	яну.25	фев.25	мар.25	апр.25	май.25	юни.25
---	---------------------------	--------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	5 831 200	2 643 200	903 297	633 052	658 138	420 114	283 000	290 400
	в т.ч. количества, определени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	5 431 200	2 643 200	766 000	532 600	556 400	359 600	283 000	290 400
	допълнителни количества	400 000	-	137 297	100 452	101 738	60 514	-	-
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 078 905	607 659	57 500	70 000	108 500	78 415	78 415	78 415
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	3 155 000	1 816 561	444 897	241 144	186 636	172 061	170 569	123 134
	в т.ч. количества, определени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	2 628 000	1 816 561	163 680	137 940	148 600	136 800	141 360	83 059
	допълнителни количества	527 000	-	281 217	103 204	38 036	35 261	29 209	40 075
4	„Ей И Ес –ЗС Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 000	1 354 738	373 777	316 973	312 829	288 981	276 076	232 627
5	ВЕИ под 0,5 MW	281 455	109 832	21 166	24 155	28 161	28 143	29 966	40 033
6	ВЕКП под 0,5 MW	3 069	1 291	416	411	413	351	102	84
7	Общо количество електрическа енергия	13 505 629	6 533 281	1 801 053	1 285 734	1 294 677	988 064	838 127	764 692

III. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

С Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г., в частта по т. II.3.2., КЕВР е утвърдила 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 необходимими годишни приходи – 1 606 165 хил. лв. и енергия – 12 578 629 MWh.

Предвид обстоятелството, че прогнозните количества електрическа енергия за осигуряване на клиентите на крайните снабдители са с 927 000 MWh повече спрямо прогнозираните в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, следва да се промени структурата на микса на обществения доставчик.

Количествата и разходите, участващи при формиране на „миксовата цена“ на НЕК ЕАД, 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	5 831 200	381 769	65,47
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 078 905	97 943	90,78
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	3 155 000	870 717	275,98
4	„Ей И Ес -ЗС Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 000	1 122 334	355,62
5	ВЕКП, под 500 kW	3 069	1 962	639,30
6	ВИ, под 500 kW	281 455	85 043	302,15
7	Средна покупна цена на обществения доставчик	13 505 629	2 559 768	189,53

Разходите за електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, и от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД са запазени на нивата, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са в съответствие с Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г. на КЕВР.

Разходите за електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД във връзка със Заповед № Е-РД-16-310 от 31.05.2024 г., изменена със Заповед № Е-РД-16-2729 от 13.12.2024 г., на министъра на енергетиката, издадена на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ, са определени въз основа на изчислената в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. цена на дружеството.

Във връзка с изложеното по-горе, формирането на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдителни, 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	5 831 200	381 769	65,47
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 078 905	97 943	90,78
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	3 155 000	632 641	200,52
4	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 000	632 841	200,52
5	ВИ под 0,5 MW	281 455	45 906	163,10
6	ВЕКП под 0,5 MW	3 069	669	217,86
7	Общо количество електрическа енергия, необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	13 505 629	1 791 768	132,67
8	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“			5,69
9	Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдителни (р.7+р.8)			138,36

Стойността на компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ е произчислена на 5,69 лв./MWh.

Прогнозните пазарни цени на производителите с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изчислени съгласно раздел IIIа от НРЦЕЕ.

Разходите на обществения доставчик за електрическа енергия от производители от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност под 500 kW са изчислени, като общите разходи по преференциална цена са намалени със стойността на компенсацията от ФСЕС за изкупените количества електрическа енергия от производители, чиято преференциална цена е по-висока от определената прогнозна пазарна цена за съответната група по чл. 376, ал. 2 от НРЦЕЕ.

Прогнозната пазарна цена на „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД по отношение на количествата за изпълнение на Заповед № Е-РД-16-310 от 31.05.2024 г., изменена със Заповед № Е-РД-16-2729 от 13.12.2024 г., на

министъра на енергетиката е съобразена с актуализираната прогнозна пазарна цена за базов товар, като при изчислението на приложимия коефициент са изключени вечерните пиковите часови интервали, през които липсват излишъци от произведената от тези производители електрическа енергия в микса на обществения доставчик, а тя е предназначена изцяло за задоволяване на потреблението на клиентите на регулирания пазар.

Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, следва да бъде в размер на 138,36 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 5,69 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 1 868 639 хил. лв. и енергия – 13 505 629 MWh.

IV. 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 електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, приходите от която цена се управляват от ФСЕС с оглед покриване на разходите на обществения доставчик по чл. 93а, чл. 94 от ЗЕ и премиите за производителите по чл. 162а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г. – чл. 36б от ЗЕ.

С Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. КЕВР е утвърдила за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цена за задължения към обществото в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС, приходите от която цена се събират от ФСЕС. Цената за задължения към обществото е формирана въз основа на:

- разходи на ФСЕС за изплащане на премии по чл. 162а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.;
- разходи за компенсиране разходите на обществения доставчик, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които общественият доставчик ще изкупува електрическа енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ през новия ценови период;
- разходи на обществения доставчик за дължимата вноска по чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ от производителя със СИЕ.

По-горе по т. I.1. изчисленията при условията и реда на раздел IIIа от НРЦЕЕ по-високи пазарни цени за групите производители водят до намаляване на разходите на ФСЕС спрямо определените в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.

– Разходи за изплащане на премии на производители от възобновяеми източници в размер на 420 882 хил. лв. на годишна база.

		Средства за компенсиране
		хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	429
2	ВяЕЦ	-
3	ФтЕЦ	363 335
4	Биомаса	57 119
5	Общо ВИ	420 882

– 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 39 108 хил. лв. на годишна база.

		Средства за компенсиране
		хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	-
2	ВяЕЦ	-
3	ФтЕЦ	36 168
4	Биомаса	2 939
5	Общо ВИ	39 108

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 т. I.1., и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

– Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в размер на 540 815 хил. лв. на годишна база, формирани съгласно данните в Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г. на КЕВР;

– 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 1 293 хил. лв. на годишна база, формирани съгласно данните в Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г. на КЕВР.

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.

– Компенсация на обществения доставчик във връзка със Заповед № Е-РД-16-310 от 31.05.2024 г., изменена със Заповед № Е-РД-16-2729 от 13.12.2024 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 238 076 хил. лв. на годишна база.

	Количество електрическа енергия	Разходи за електрическа енергия по преференциална цена	Некомпенсиран разход	Некомпенсиран разход
	MWh	хил. лв.	хил. лв.	лв./MWh
ТЕЦ „Марица Изток 2“	3 155 000	870 717	238 076	75,46

– Компенсация на обществения за изкупуване на електрическа енергия от „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, за електрическа енергия и разполагаемост – 489 493 хил. лв., за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ – 56 117 хил. лв. и дължима цена за достъп до

електропреносната мрежа за производители – 14 694 хил. лв., в размер на 560 304 хил. лв. на годишна база.

	Количество електрическа енергия	Разходи за електрическа енергия по преференциална цена	Некомпенсиран разход	Некомпенсиран разход
	MWh	хил. лв.	хил. лв.	лв./MWh
„Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 000	1 122 334	489 493	155,10*

*Към тази компенсация се добавят и компенсациите за дължимата вноса по чл. 36е от ЗЕ и дължимата цена за достъп до електропреносната мрежа за производители.

Във връзка с изложените по-горе данни общият размер на разходите на ФСЕС е в размер на 1 778 370 хил. лв. на годишна база.

По отношение на приходите на ФСЕС се очаква същите да се запазят на прогнозното ниво от Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР. В резултат на намалението на премиите на производители по раздел IIIа от НРЦЕЕ, приходите от вноски по чл. 36е от ЗЕ, дължими върху премиите, ще намалят с около 5 500 хил. лв., което се очаква да се компенсира от увеличените приходи по това перо от останалите производители. От друга страна, съществува възможност от неизпълнение на приходната част на бюджета на ФСЕС предвид разпределението на квотите за продажба на Европейската енергийна борса (ЕЕХ), публикувани в тръжния календар за 2025 г., съгласно който 42% от общото търгувано количество квоти е предвидено за първото полугодие. Това поражда риск от допълнителен дефицит от около 62 978 хил. лв. за регулаторния период.

Следва да се има предвид, обаче, че реалното намаление на разходите на ФСЕС спрямо тези, прогнозирани в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. в размер на 1 934 504 хил. лв., е около 60 000 хил. лв. поради обстоятелството, че горните изчисления са направени на годишна база, а периодът, през който ще се прилагат, е 6 месеца, както и че за част от разходите (като компенсацията за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД) се очаква около 70% от плащанията да са извършени до 01.01.2025 г.

С писмо с изх. № 1079 от 30.07.2024 г. ФСЕС е информирал Министерство на енергетиката и Министерство на финансите, че реално натрупаният дефицит от изпълнението на Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г., тоест за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., е в размер на 444 000 хил. лв., които към настоящия момент Фондът е изразходил като одобрен от Министерството на финансите лимит за плащане в СЕБРА на основание чл. 154 Закона за публичните финанси. Следва да се има предвид, че в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. Комисията е формирала приходите и разходите на Фонда за новия ценови период при отчитане на Решение № 371 на Министерския съвет от 30.05.2024 г., следователно през този ценови период не е предвиден приход, с който да бъде покрит дефицитът от 444 000 хил. лв.

Предвид горното, както и допълнителните рискове за неизпълнение на прогнозираните приходи на ФСЕС, средствата от намалените разходи за изплащане на премии следва да бъдат използвани като буфер за предотвратяване възникването на нов дефицит и подобряване на ликвидността на Фонда, предвид разминаването в ритмичността на постъпленията и дължимите плащания, с оглед предотвратяване на ликвидна криза по веригата доставка на първични енергийни ресурси – производство – пренос – разпределение – доставка на електрическа енергия.

Видно от изложеното, приходите на ФСЕС напълно покриват разходите по чл. 36б от ЗЕ, които Фондът следва да извърши. В тази връзка, цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, следва да е 0,00 лв./MWh.

Предвид гореизложеното, утвърдената с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. цена за задължения към обществото от 0,00 лв./MWh, без ДДС, приходите от която се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, следва да бъде в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС.

V. „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД

С Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.4., Комисията е утвърдила на ЕСО ЕАД цени, както следва:

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,85 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 28 147 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 300 000 MWh;

2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 4,66 лв./MWh, без ДДС, която се дължи от производители на електрическа енергия, с изключение на тези от слънчева и вятърна енергия, при необходими годишни приходи 145 221 хил. лв. и количества електрическа енергия 31 190 000 MWh;

3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 6,15 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 36 274 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 5 900 000 MWh. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителни 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 необходими годишни приходи 422 890 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 300 000 MWh.

Изменението на определената за целите на ценообразуването на дружеството прогнозна пазарна цена, води до изменение на признатата стойност на разходите на дружеството за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, свързани с пренос през електропреносната мрежа, които представляват ценообразуващ елемент на цената за пренос през електропреносната мрежа. Промяната на размера на тези разходи води до изменение на необходимия оборотен капитал на дружеството, съответно върху регулаторната база на активите. Това от своя страна се отразява и върху нормата на възвръщаемост на капитала. В тази връзка ценообразуващите елементи, формиращи цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, се изменят, както следва:

Цена за пренос през електропреносната мрежа			
№	Позиция	Мярка	Коригирани стойности
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	322 880
2	Възвръщаемост	хил. лв.	67 818
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	173 018
4	Корекция по чл. 27а от НРЦЕЕ	хил. лв.	-45 485
5	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-15 000
6	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-48 329
7	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	454 902
8	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	33 300 000
9	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	13,66

Във връзка с гореизложеното, утвърдената с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 12,70 лв./MWh, без ДДС, следва да бъде в размер на 13,66 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 454 902 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната – 33 300 000 MWh. Останалите цени на ЕСО ЕАД, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, не се изменят.

VI. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

С Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5, Комисията е утвърдила на електроразпределителните дружества:

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.

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.

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.

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.

Изменението на определената за целите на ценообразуването на електроразпределителните дружества прогнозна пазарна цена и на цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа води до изменение на признатата стойност на разходите на дружествата за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия, които представляват ценообразуващ елемент на цените за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи. Промяната на тези разходи води до изменение на размера на необходимия оборотен капитал на електроразпределителните дружества. съответно на регулаторната база на активите. Това от своя страна се отразява и върху нормата на възвръщаемост на капитала.

Във връзка с горното ценообразуващите елементи, формиращи цените за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи на електроразпределителните дружества, се изменят както следва:

1. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ ЕАД

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД			
		Стойности на ценообразуващите елементи, съгласно Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	Изменени стойности
1	Експлоатационни и административни разходи	187 449	187 449
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	141 918	172 225
3	Разходи за амортизации	80 272	80 272
4	Регулаторна база на активите	686 009	689 797
4.1.	Призната балансова стойност на активите	512 609	512 609
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	132 229	132 229

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД			
4.3.	Необходим оборотен капитал	41 171	44 959
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,998%	6,998%
6	Възвръщаемост	48 007	48 272
7	Корекция с фактор Z	-64 427	-64 427
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	141	141
9	Необходими годишни приходи	393 359	423 931
10	Количество електрическа енергия за разпределение	9 393 354	9 393 354

В резултат на гореизложеното, утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.2., цени, без ДДС, на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД следва да бъдат в размер:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01268 лв./kWh,

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04203 лв./kWh,

– останалите цени на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.2., не следва да бъдат изменяни.

Необходими годишни приходи за първата ценова година от седмия регулаторен период – 423 931 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 9 393 354 MWh.

2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

„Електроразпределение Юг“ ЕАД			
		Стойности на ценообразуващите елементи, съгласно Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	Изменени стойности
1	Експлоатационни и административни разходи	159 946	159 946
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	130 109	157 890
3	Разходи за амортизации	75 083	75 083
4	Регулаторна база на активите	731 980	735 452
4.1.	Призната балансова стойност на активите	588 459	588 459
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	107 264	107 264
4.3.	Необходим оборотен капитал	36 257	39 729
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,998%	6,998%
6	Възвръщаемост	51 224	51 467
7	Корекция с фактор Z	-59 435	-59 435
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	1 453	1 453
9	Необходими годишни приходи	358 379	386 403
10	Количество електрическа енергия за разпределение	8 611 515	8 611 515

В резултат на гореизложеното, утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.3., цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД следва да бъдат в размер:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01244 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04106 лв./kWh;
- останалите цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.3., не следва да бъдат изменени.

Необходими годишни приходи за първата ценова година от седмия регулаторен период – 386 403 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 8 611 515 MWh.

3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

„Електроразпределение Север“ АД			
		Стойности на ценообразуващите елементи, съгласно Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	Изменени стойности
1	Експлоатационни и административни разходи	132 591	132 591
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	95 041	115 335
3	Разходи за амортизации	37 525	37 525
4	Регулаторна база на активите	282 700	285 237
4.1.	Призната балансова стойност на активите	193 861	193 861
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	60 385	60 385
4.3.	Необходим оборотен капитал	28 454	30 991
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,998%	6,998%
6	Възвръщаемост	19 783	19 961
7	Корекция с фактор Z	-42 780	-42 780
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	-1 300	-1 300
9	Необходими годишни приходи	240 860	261 331
10	Количество електрическа енергия за разпределение	5 445 000	5 445 000

В резултат на гореизложеното, утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.4., цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД, следва да бъдат в размер:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01396 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04135 лв./kWh;
- останалите цени на „Електроразпределение Север“ АД, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.4., не следва да бъдат изменени.

Необходими годишни приходи за първата ценова година от седмия регулаторен период – 261 331 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 445 000 MWh.

4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД			
		Стойности на ценообразуващите елементи, съгласно Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	Изменени стойности
1	Експлоатационни и административни разходи	2 211	2 211
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	584	709
3	Разходи за амортизации	211	211
4	Регулаторна база на активите	1 797	1 813
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 191	1 191
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	257	257
4.3.	Необходим оборотен капитал	349	365
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,998%	6,998%
6	Възвръщаемост	126	127
7	Корекция с фактор Z	-75	-75
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	-20	-20
9	Необходими годишни приходи	3 037	3 162
10	Количество електрическа енергия за разпределение	55 293	55 293

В резултат на гореизложеното, утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.5., цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД следва да бъдат в размер:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03970 лв./kWh,

– останалите цени на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.5., не следва да бъдат изменяни.

Необходими годишни приходи за първата ценова година от седмия регулаторен период – 3 162 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 55 293 MWh.

VII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

Изменението на утвърдената с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.3.2., цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители води до изменение на цените за снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител, както следва:

1. „ЕЛЕКТРОХОЛД ПРОДАЖБИ“ ЕАД

„Електрохолд Продажби“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.01.2025 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,17564
- Нощна	0,07698
2. Една скала	0,17564

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 9,69 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 741 400 хил. лв.

2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.01.2025 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,17257
- Нощна	0,07404
2. Една скала	0,17257

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 9,69 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 649 484 хил. лв.

3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.01.2025 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,17706
- Нощна	0,07192
2. Една скала	0,17706

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 9,69 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 441 364 хил. лв.

4. „ЕСП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ ООД

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.01.2025 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,16759
- Нощна	0,09179
2. Една скала	-

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 9,69 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 363 хил. лв.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.01.2025 г. (включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)	
„Електрохолд Продажби“ ЕАД	8,36%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	8,39%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	8,55%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	7,44%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	8,42%

Изказвания по т.3.:

Докладва Пл. Младеновски. След проведените открито заседание и обществено обсъждане на доклада и проекта на решение в Комисията са получени 4 становища - от „Национална електрическа компания“ ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, Асоциация свободен енергиен пазар и от Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори.

Основните притеснения на НЕК ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД са били представени и на проведеното открито заседание. В. Марков е изразил опасение от неяснотата по достигане на определените необходими приходи предвид факта, че изчисленията са направени на годишна база, а решението ще се прилага за шестмесечен период. В тази връзка са дадени указания как точно следва да се прилага решението по начин, по който да не се налага пускане на кредитни известия и т. нар. прилагане със задна дата, както В. Марков е отбелязал на проведеното обществено обсъждане, тъй като

решението е в сила от 01.01.2025 г. Подобни опасения са изложени и от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, на който също е отговорено как трябва да се прилага решението.

По отношение на възражението на АСЕП. Асоциацията негодува, че се определят допълнителни количества за НЕК ЕАД, които според тях се отнемат от пазара, и по този начин страдат всички клиенти на свободния пазар. Позицията на работната група е, че тези количества по никакъв начин няма да повлияят на свободния пазар в посока увеличение на цените, защото така или иначе при недостиг НЕД ЕАД закупува необходимите им количества от пазара, а при излишък ги продава. Тоест в случая тя няма да ги купува от пазара, предлагани от АЕЦ Козлодуй, а директно ще ги получава от производителя, като при излишък ще ги чисти на пазара Ден напред и отново тези количества, когато не са необходими на НЕК ЕАД, ще бъдат на пазара. В същото време в ситуация с по-ниски цени, при които е неизгодно „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да работи и да продава на пазара, задължението на НЕК ЕАД да изкупува тази енергия е налице и той ще я купува и съответно тя ще се появи отново на пазара, тъй като заради компенсациите, които получава от Фонда, той може да я предложи дори на по-ниска цена, отколкото ако я предлага „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД.

По отношение на възражението на БФИЕК. Те възразяват срещу увеличението на мрежовите услуги на ЕСО ЕАД, като желаят да се вземе предвид факта, че ЕСО ЕАД са получавали компенсация до момента, но тази компенсация се отразява в корекцията, която се извършва на дружеството за новия регулаторен период съгласно Наредба №1, и ще бъде отразена при постановяване на решението от 01 юли.

В решението спрямо доклада е променено единствено прогнозната пазарна цена, за която вече е коментирано. Предвид това е намалена цената на обществения доставчик с 2 ст. спрямо предложената в доклада, както и мрежовите тарифи. Крайното увеличение на средната цена на бита не е в размера на първоначално предложения 8,99%, а 8,42%.

На основание чл. 31а, ал. 2, чл. 31б, ал. 1, т. 1 и т. 3 и ал. 3 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 6, 9, 10, 13 и 17 от Закона за енергетиката и чл. 40, ал. 1, т. 1 и т. 3 и чл. 53 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, работната група предлага на Комисията да вземе следното решение:

Изменя, считано от 01.01.2025 г., Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г., в частта по т. I., т. II.1., т. II.3.2., т. II.4.4., т. II.5. и т. II.6., както следва:

I. Изменя определената за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, и количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители, като определя:

1. Прогнозна месечна разполагаемост (представена в таблица);

2. Количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители – 13 505 629 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. Изменя утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. цени на електрическа енергия, като утвърждава:

1. На „Национална електрическа компания“ ЕАД, цена в размер на 138,36 лв./MWh;

2. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, цена за пренос в размер на 13,66 лв./MWh;

3. На „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, цени за пренос през разпределителна мрежа на средно напрежение;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение;

4. На „Електроразпределение Юг“ ЕАД, цени за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение;

5. На „Електроразпределение Север“ АД, цени за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение;

6. На „Електроразпределение Златни пясъци“ АД, цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение;

7. На „Електрохолд Продажби“ ЕАД (нови цени);

8. На „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД (нови цени);

9. На „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД (нови цени);

10. На „ЕСП Златни пясъци“ ООД (нови цени)

III. Всички останали цени, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г., остават непроменени.

Ив. Н. Иванов отбелязва, че е важно, че в т. III се казва, че всички останали цени остават непроменени. С това е изчерпана дискусиата относно промяната на прогнозната пазарна цена за базов товар от 01.01 - 30.06.2025 г. Всичко останало чрез коефициенти е свързано с тази цена и тя единствено съгласно закона може да бъде променена в това междинно решение, 6 месеца след произнесеното годишно решение за цени. Средното увеличение е 8,42%. Това означава, че с 0,57% цената за битовите клиенти е намалена в сравнение с доклада, приет преди две седмици

Ив. Н. Иванов подложи на гласуване проекта на решение.

На основание чл. 31а, ал. 2, чл. 31б, ал. 1, т. 1 и т. 3 и ал. 3 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 6, 9, 10, 13 и 17 от Закона за енергетиката и чл. 40, ал. 1, т. 1 и т. 3 и чл. 53 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Изменя, считано от 01.01.2025 г., Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г., в частта по т. I., т. II.1., т. II.3.2., т. II.4.4., т. II.5. и т. II.6., както следва:

I. Изменя определената за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, и количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдителите, като определя:

1. Прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както следва:

Електрическа енергия по централи, в MWh	Количества за рег. период	юли-декември	яну.25	фев.25	мар.25	апр.25	май.25	юни.25
1 „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	5 831 200	2 643 200	903 297	633 052	658 138	420 114	283 000	290 400
в т.ч. количества, определени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	5 431 200	2 643 200	766 000	532 600	556 400	359 600	283 000	290 400
допълнителни количества	400 000	-	137 297	100 452	101 738	60 514	-	-
2 ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 078 905	607 659	57 500	70 000	108 500	78 415	78 415	78 415
3 „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	3 155 000	1 816 561	444 897	241 144	186 636	172 061	170 569	123 134
в т.ч. количества, определени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	2 628 000	1 816 561	163 680	137 940	148 600	136 800	141 360	83 059
допълнителни количества	527 000	-	281 217	103 204	38 036	35 261	29 209	40 075
4 „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 000	1 354 738	373 777	316 973	312 829	288 981	276 076	232 627
5 ВЕИ под 0,5 MW	281 455	109 832	21 166	24 155	28 161	28 143	29 966	40 033
6 ВЕКП под 0,5 MW	3 069	1 291	416	411	413	351	102	84
7 Общо количество електрическа енергия	13 505 629	6 533 281	1 801 053	1 285 734	1 294 677	988 064	838 127	764 692

2. Количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители – 13 505 629 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. Изменя утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. цени на електрическа енергия, като утвърждава:

1. На „Национална електрическа компания“ ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, цена, по която да продава електрическа енергия на крайните снабдители, в размер на 138,36 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 5,69 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 1 868 639 хил. лв. и количество електрическа енергия – 13 505 629 MWh.

2. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, която се дължи от крайните клиенти, присъединени към електроенергийната система и от операторите на електроразпределителни мрежи за количеството електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по преноса, в размер на 13,66 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи: 454 902 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната – 33 300 000 MWh.

3. На „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД цени за пренос на електрическа енергия, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01268 лв./kWh, без ДДС;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04203 лв./kWh, без ДДС,

при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 423 931 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 393 354 MWh.

4. На „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени за пренос на електрическа енергия, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01244 лв./kWh, без ДДС;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04106 лв./kWh, без ДДС,

при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 386 403 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 611 515 MWh.

5. На „Електроразпределение Север“ АД цени за пренос на електрическа енергия, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01396 лв./kWh, без ДДС;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04135 лв./kWh, без ДДС;

при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 261 331 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 5 445 000 MWh.

6. На „Електроразпределение Златни пясъци“ АД цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03970 лв./kWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 3 162 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 55 293 MWh.

7. На „Електрохолд Продажби“ ЕАД цени, както следва:

„Електрохолд Продажби“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.01.2025 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,17564
- Нощна	0,07698
2. Една скала	0,17564

при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 9,69 лв./MWh и необходимими годишни приходи – 741 400 хил. лв.

8. На „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД цени, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.01.2025 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.01.2025 г.
	лв./kWh
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,17257
- Нощна	0,07404
2. Една скала	0,17257

при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 9,69 лв./MWh и необходими годишни приходи – 649 484 хил. лв.

9. На „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД цени, както следва:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.01.2025 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,17706
- Нощна	0,07192
2. Една скала	0,17706

при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 9,69 лв./MWh и необходими годишни приходи – 441 364 хил. лв.

10. На „ЕСП Златни Пясъци“ ООД цени, както следва:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.01.2025 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,16759
- Нощна	0,09179
2. Една скала	-

при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 9,69 лв./MWh и необходими годишни приходи – 363 хил. лв.

III. Всички останали цени, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г., остават непроменени.

В заседанието по **точка трета** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членът на Комисията Благой Голубарев.

Решението е взето с **два гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Благой Голубарев - за), от които **един глас** (Благой Голубарев) на член на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.4. Комисията, след като разгледа данните и документите, свързани с изменението на цената, утвърдена с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., както и тези от проведените на 18.12.2024 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

С Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г. Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е утвърдила цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Според чл. 31б, ал. 1, т. 3 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията има право при необходимост да изменя утвърдените цени на електрическата енергия по време на ценовия период, но не по-често от веднъж на календарно тримесечие, като изменя признатия размер на други ценообразуващи елементи при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Аналогична на чл. 31б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ е разпоредбата на чл. 40, ал. 1, т. 3 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

Назначената със Заповед № 3-Е-366 от 10.12.2024 г. на председателя на КЕВР работна група е извършила анализ на данните и документите, свързани с изменението на цените, утвърдени с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г. Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-1409 от 13.12.2024 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 360 от 13.12.2024 г., т. 4. В изпълнение на разпоредбата на чл. 47 от НРЦЕЕ е проведено открито заседание на 18.12.2024 г. След проведеното открито заседание е постъпило становище с вх. № Е-13-147-6 от 19.12.2024 г. от Държавно предприятие „Национална компания железопътна инфраструктура“ (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 № 360 от 13.12.2024 г., т. 4 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 18.12.2024 г. След проведеното обществено обсъждане е постъпило становище с вх. № Е-12-00-527 от 18.12.2024 г., подадено от „Булмаркет Рейл Карго“ ЕООД.

В становището си „Булмаркет Рейл Карго“ ЕООД предлага утвърдените в Решение № Ц-18 от 01.07.2024 г. разходи за технологични загуби от 2% да бъдат понижени до размера на отчетените от предходен период в размер на 1,42%. На следващо място дружеството посочва, че няма яснота по отношение на разпределянето на разходите за извършване на дейността на ДП НКЖИ, а именно кои от тях са включени в цената за разпределение на тягова електрическа енергия по мрежата на железопътния транспорт, от една страна и от друга кои са включени в таксата за използване на електрозахранващото оборудване за задвижваща електроенергия, определяна от Изпълнителна агенция „Железопътна инфраструктура“.

Горното възражение на „Булмаркет Рейл Карго“ ЕООД е извън обхвата на настоящото административно производство, тъй като: съгласно чл. 31б, ал. 1, т. 3 КЕВР има право при необходимост да изменя утвърдените цени за достъп и/или пренос през електроразпределителните мрежи по време на ценовия период, но не по-често от веднъж на календарно тримесечие, като изменя признатия размер на други ценообразуващи елементи при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка в хода на настоящото административно производство е направен анализ на ценообразуващи елементи на утвърдената с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. 3, цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, а именно: изменението на определената прогнозна пазарна цена

за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия. В резултат на този анализ е установено, че е налице съществено изменение на прогнозната пазарна цена за базов товар, което изменение се отразява на размера на разходите на ДП НКЖИ за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, а не на нивото на технологичните разходи. Също така, изменението на прогнозната пазарна цена няма отношение към задължението на ДП НКЖИ по чл. 37 от ЗЕ за отделна счетоводна отчетност.

Съгласно чл. 31а, ал. 2 от ЗЕ, когато КЕВР изменя цена и/или компонента от цена или премия, която води до изменение на утвърдените ценообразуващи елементи на друга цена и/или компонента от цена или премии, Комисията може паралелно да проведе процедура за изменение и на тази цена и/или компонента от цена или премии.

С оглед установяване на необходимостта за откриване на процедура за изменение на цената, утвърдена с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. 3, е направен анализ на определената за целите на ценообразуването прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия, както следва:

По смисъла на чл. 21, ал. 1, т. 8г от ЗЕ КЕВР определя за целите на ценообразуването ежегодно прогнозна пазарна цена, въз основа на която се формира ценообразуващият елемент на цените на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи, отразяващ разходите им за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологични разходи. В тази връзка, Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар въз основа на анализ на фючърсите и/или форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси, както и на относимите към българския пазар фючърсни сделки на европейска борса, както и групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група – независим преносен оператор и оператори на електроразпределителни мрежи, на пазара ден напред – арг. от чл. 37а и чл. 37б, ал. 1 и ал. 2, т. 1 и т. 2 от НРЦЕЕ.

Предвид горното, с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. КЕВР е определила прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 173,09 лв./MWh, както и прогнозна пазарна цена за същия период за групите: независим преносен оператор – 178,64 лв./MWh; оператори на електроразпределителни мрежи – 185,38 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 177,70 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 141,49 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 166,71 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 184,70 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 175,62 лв./MWh.

От друга страна, постигнатата към 31.12.2024 г. цена за базов товар на пазара ден напред за периода 01.07.2024 г. – 31.12.2024 г. е в размер на 250,07 лв./MWh. По данните към 30.12.2024 г., фючърсите за българския пазар на Европейската електроенергийна борса (EEX) за първо тримесечие на 2025 г. (Q1 2025) са на нива от 136,04 евро/MWh, а за второ тримесечие на 2025 г. (Q2 2025) – от 88,51 евро/MWh, т.е. за първото полугодие на 2025 г. – 112,28 евро/MWh (219,59 лв./MWh). Постигнатите нива на фючърсите за съседните пазари са с около 2-3 евро/MWh над тези за българския пазар.

Видно от горните данни, отклонението от определената прогнозна пазарна цена за

базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., която е в размер на 173,09 лв./MWh, спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар, е над 30%. В тази връзка, обаче, следва да бъдат съобразени и обстоятелствата, а именно:

Действително стойностите на фючърските сделки за първото полугодие на 2025 г. имат прогнозен характер и се характеризират с относителна волатилност в зависимост от различни фактори, но предвид отчетените до настоящия момент цени на пазара ден напред, за да се понижи цената за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. под 199,05 лв./MWh (определената прогнозна пазарна цена за целите на ценообразуването по Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, увеличена с 15%), то следва за първото полугодие на 2025 г. цената за базов товар да е около 148 лв./MWh, което е нереалистично, предвид стойностите на фючърсите и обстоятелството, че започва зимния сезон.

Видно от горните данни, прогнозната пазарна цена за базов товар, при отчитане на постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. на организиран борсов пазар на електрическа енергия, следва да е около 120 евро/MWh, като е нужно да се отчетат и различните допълнителни фактори, които оказват влияние върху нея. Основният движещ фактор за покачването на цените на регионалните борси е дефицитът на електрическа енергия, особено в пиковите часови диапазони, на фона на увеличен капацитет за износ към Украйна, чиято енергийна инфраструктура продължава да бъде разрушавана. През зимните месеци износът към Украйна ще окаже допълнителен натиск на дефицитния пазар в Югоизточна Европа, предвид ограничения воден ресурс и липсата на достатъчно работещи гъвкави мощности. Наблюдават се и други фактори, които допълнително влияят на възходящия тренд на цената, като: опасенията за нова газова криза и повишението на цената на природния газ; повишеното потребление предвид по-студеното време спрямо 2023 година; различните форми на компенсации/помощи в региона, които изкривяват пазара чрез липса на търсене на дългосрочни продукти и нелимитирани оферти на краткосрочните пазари; гъвкавите мощности в региона при липса на воден ресурс са неконкуретни и активирането им води до нереално високи цени.

От началото на м. ноември 2024 г. пазарът на електрическа енергия се характеризира с изключителна волатилност, като за този двумесечен период изменението на фючърсите е с над 25,00 евро/MWh, като достига върхови стойности на 21.11.2024 г., след което бележи сериозен спад до 21.12.2024 г., като до края на годината отново се отчита ръст. При такава рязка динамика не може да се прогнозира доколко устойчива е тенденцията от последните два месеца. Освен това, цената ще се прилага през относително дълъг период – 6 месеца, поради което същата не следва механично да отразява всяко колебание, още повече, че в много случаи моментните стойности на фючърсите отразяват факти и обстоятелства със спорадичен и случаен характер. Следва да се отбележи и обстоятелството, че прогнозната пазарна цена на практика основно се прилага за производители, чието производство също има непостоянен характер и може да се повлияе от непредвидими фактори, поради което при прогнозирането следва да се подхожда изключително консервативно. В тази връзка, при настоящото определяне на прогнозната пазарна цена следва да се вземат предвид и ниските стойности на фючърските сделки към началото на м. ноември 2024 г. и средата на м. декември, като прогнозата се редуцира с около 11 евро/MWh до 108,50 евро/MWh.

При отчитане на горните факти и аргументи, прогнозната пазарна цена за базов товар следва да бъде в размер на 212,21 лв./MWh.

На основание чл. 376, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ във връзка с ценообразуването по Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. Комисията е определила групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара ден напред за предходната календарна година от съответната група – независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници.

Предвид горното, при определената към настоящия момент прогнозна пазарна цена за базов товар в размер на 212,21 лв./MWh, прогнозната пазарна цена съответно за електропреносния оператор, електроразпределителните оператори и групите производители следва да бъде:

8. Независим преносен оператор – 219,01 лв./MWh;
9. Оператори на електроразпределителни мрежи – 227,28 лв./MWh;
10. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 217,86 лв./MWh;
11. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 173,46 лв./MWh;
12. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 204,39 лв./MWh;
13. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 226,45 лв./MWh;
14. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 215,31 лв./MWh.

С оглед изложеното, отклонението между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 173,09 лв./MWh спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар в размер на 212,21 лв./MWh е в размер на 22,60 %, в същия размер е и тази разлика по отношение на прогнозната пазарна цена за независимия преносен оператор и за операторите на електроразпределителни мрежи.

Посочената разлика обосновава наличие на съществено изменение на прогнозната пазарна цена за базов товар по смисъла на § 1, т. 16а от Допълнителната разпоредба (ДР) на НРЦЕЕ, според която разпоредба съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за съответен период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар е налице, ако това изменение е в размер над 15 на сто.

Горните факти и обстоятелства обосновават необходимост от откриване на процедура за изменение на утвърдената с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. 3, цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт при условията на чл. 31б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ. В този случай КЕВР може да приеме съкратена процедура и срокове, а решението за изменение на цената влиза в сила от деня на приемането му от Комисията – чл. 31б, ал. 3 и ал. 4 от ЗЕ и чл. 53 от НРЦЕЕ.

Посочената по-горе прогнозна пазарна цена за базов товар се отразява на цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, както следва:

С Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., в частта по т. 3, КЕВР е утвърдила цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 0,1486 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 44 423 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 298 940 MWh.

Изменението на определената за целите на ценообразуването на електроразпределителните дружества прогнозна пазарна цена и изменението на цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа утвърдени с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г., водят до изменение на признатата стойност на разходите на ДП НКЖИ за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия, които представляват ценообразуващ елемент на цената. Промяната на тези разходи води до изменение на размера на необходимия оборотен капитал на ДП НКЖИ, съответно на регулаторната база на активите на предприятието. Това от своя страна се отразява и върху нормата на възвръщаемост на капитала.

Във връзка с горното ценообразуващите елементи, формиращи цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, се изменят както следва:

1. Технологични разходи при разпределение на електрическа енергия:
 - размер на технологичните разходи – 2%;
 - цена на електрическата енергия за технологичен разход – 227,28 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 14,51 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 0,00 лв./MWh.
2. Среден годишен разход за амортизации – 7 642 хил. лв.
3. Регулаторна база на активите:
 - средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период – 21 488 хил. лв.;
 - среден номинален размер на инвестициите – 39 981 хил. лв.;
 - необходим оборотен капитал – 4 500 хил. лв.
4. Експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“ – 43 464 хил. лв.
5. Норма на възвръщаемост – 1,17%.
6. Корекции съгласно чл. 38, ал. 5 и ал. 9 от НРЦЕЕ:
 - корекция съгласно чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ – (минус) – 1 109 хил. лв.;
 - корекция по чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ – (минус) – 1 610 хил. лв.

В резултат на гореизложеното, утвърдената с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., в частта по т. 3, цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, без ДДС, следва да бъде в размер на 0,14949 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 44 690 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 298 940 MWh.

Изказвания по т.4.:

Докладва М. Трифонов. След проведеното обществено обсъждане е постъпило едно становище от дружество, което е описано в мотивите на проекта на решение. Работната група го определя като неоснователно, тъй като не касае настоящото

административно производство по същество. Отражена е промяната в прогнозната пазарна цена, крайната цена на дружеството става 149,49 лв./MWh, което е с 89 ст. по-висока от настоящата цена.

На основание чл. 31а, ал. 2, чл. 31б, ал. 1, т. 3 и ал. 3 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 15 от Закона за енергетиката и чл. 40, ал. 1, т. 3 и чл. 53 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, работната група предлага Комисията да вземе следното решение:

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Изменя, считано от 01.01.2025 г., Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., в частта по т. 3, като утвърждава на Държавно предприятие „Национална компания железопътна инфраструктура“ цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, без ДДС, в размер на 149,49 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи – 44 690 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 298 940 MWh.

Ив. Н. Иванов попита има ли изменение на цената спрямо доклада.

М. Трифонов отговори, че има изменение. Отражена е прогнозната пазарна цена.

Ив. Н. Иванов обобщи, че на откритото заседание, проведено на 18 декември, дружеството заявител е приело без възражение доклада. В Комисията е постъпило писмено възражение на „Булмаркет Рейл Карго“ ЕООД, което е извън обхвата на решението.

Бл. Голубарев припомни, че на откритото заседание е възникнал спор за регламентите, разнотой между два регламента. Бл. Голубарев счита, че няма никакво противоречие. Единият регламент е чисто за електро, който засяга Комисията, другият е т.нар. цена, която трябва да плащат за електрическите съоръжения, които се ползват в ЖП транспорта – стрелки, семафори, осветлени и др., нещо, което няма абсолютно нищо общо с електрическата енергия. Общото между двете е, че едното е електроенергия, другото е електросъоръжения и това „електро“ е объркало спорещите. Бл. Голубарев заключи, че няма абсолютно никаква колизия между двата регламента и няма двойно плащане, както някои от участниците са изразили съмнения.

Ив. Н. Иванов попита каква е била цената в доклада

М. Трифонов отговори, че цената е била 149,65 лв./MWh.

Ив. Н. Иванов отбеляза, че цената намалява с 0,16 лв./MWh като се отразява промяната в прогнозната пазарна цена за базов товар за следващите 6 месеца.

Ив. Н. Иванов подложи на гласуване проекта на решение.

На основание чл. 31а, ал. 2, чл. 31б, ал. 1, т. 3 и ал. 3 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 15 от Закона за енергетиката и чл. 40, ал. 1, т. 3 и чл. 53 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Изменя, считано от 01.01.2025 г., Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., в частта по т. 3, като утвърждава на Държавно предприятие „Национална компания железопътна инфраструктура“ цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, без ДДС, в размер на 0,14949 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи – 44 690 хил. лв. и пренесена

електрическа енергия – 298 940 MWh.

В заседанието по **точка четвърта** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членът на Комисията Благой Голубарев.

Решението е взето с **два гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Благой Голубарев - за), от които **един глас** (Благой Голубарев) на член на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

I. Изменя, считано от 01.01.2025 г. определените с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на КЕВР премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, в частта по т.П;

II. Изменя, считано от 01.01.2025 г. определените с Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на КЕВР премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, в частта по т.ПІ.

По т.2. както следва:

Изменя, считано от 01.01.2025 г., утвърдените пределни цени на топлинната енергия и определените преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., като утвърждава, съответно определя (31 бр. дружества)

По т.3. както следва:

Изменя, считано от 01.01.2025 г., Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г., в частта по т. I., т. П.1., т. П.3.2., т. П.4.4., т. П.5. и т. П.6., както следва:

I. Изменя определената за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, и количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители, като определя:

1. На „Национална електрическа компания“ ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, цена, по която да продава електрическа енергия на крайните снабдители, в размер на 138,36 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 5,69 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 1 868 639 хил. лв. и количество електрическа енергия – 13 505 629 MWh.

2. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, която се дължи от крайните клиенти, присъединени към електроенергийната система и от операторите на електроразпределителни мрежи за количеството електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по преноса, в размер на 13,66 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи: 454 902 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната – 33 300 000 MWh.

3. На „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД цени за пренос на електрическа енергия, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01268 лв./kWh, без ДДС;

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04203 лв./kWh, без ДДС,

при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 423 931 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 393 354 MWh.

4. На „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени за пренос на електрическа енергия, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01244 лв./kWh, без ДДС;

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04106 лв./kWh, без ДДС,

при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 386 403 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 611 515 MWh.

5. На „Електроразпределение Север“ АД цени за пренос на електрическа енергия, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01396 лв./kWh, без ДДС;

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04135 лв./kWh, без ДДС;

при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 261 331 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 5 445 000 MWh.

6. На „Електроразпределение Златни пясъци“ АД цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03970 лв./kWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 3 162 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 55 293 MWh.

7. На „Електрохолд Продажби“ ЕАД цени, както следва:

8. На „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД цени, както следва:

9. На „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД цени, както следва:

необходимими годишни приходи – 441 364 хил. лв.

10. На „ЕСП Златни пясъци“ ООД цени, както следва:

II. Изменя утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. цени на електрическа енергия, като утвърждава:

III. Всички останали цени, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г., остават непроменени.

По т.4. както следва:

Изменя, считано от 01.01.2025 г., Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., в частта по т. 3, като утвърждава на Държавно предприятие „Национална компания железопътна инфраструктура“ цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, без ДДС, в размер на 0,14949 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи – 44 690 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 298 940 MWh.

Приложения:

1. Решение на КЕВР № Ц-1 от 01.01.2024 г. относно изменение на определените с решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW.

2. Решение на КЕВР № Ц-2 от 01.01.2024 г. относно изменение на утвърдените с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране пределни цени на топлинната енергия и 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 дружествата от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.01.2025 г.

3. Решение на КЕВР № Ц-3 от 01.01.2024 г. относно изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране.

4. Решение на КЕВР № Ц-4 от 01.01.2024 г. относно изменение на цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, утвърдена с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., в частта по т. 3 на Комисията за енергийно и водно регулиране.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

.....

Б. Голубарев**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ****ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:****РОСИЦА ТОТКОВА****Протоколирали:****А. Фикова - главен експерт****Н. Косев - главен експерт**