



## ПРОТОКОЛ

№ 210

София, 30.06.2023 година

Днес, 30.06.2023 г. от 10:03 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Александър Йорданов, Благой Голубарев и Юлиян Митев – за главен секретар, съгласно Заповед № 607 от 19.06.2023 г. (без право на глас).

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

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

### ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект на решение относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, считано от 01.07.2023 г.

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

2. Проект на решение относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.07.2023 г.

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

3. Проект на решение относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2023 г.

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

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

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

**По т.1.** Комисията разгледа проект на решение относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, считано от 01.07.2023 г.

Изказвания по т.1.:

Докладва А. Иванова. Настоящият проект на решение за определяне на преференциални цени на електрическата енергия от възобновяеми източници, за актуализация на преференциални цени на електрическата енергия от биомаса и определяне на премии за групите електрически централи с инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW е след проведено обществено обсъждане на 31.05.2023 г. В изпълнение на чл. 14, ал. 1 и чл. 14, ал. 3 от ЗЕ след провеждане на общественото обсъждане е дадена възможност на всички заинтересовани страни да входират становища в Комисията. В тази връзка са постъпили общо 49 бр. такива, 44 бр. от които от фотоволтаични електрически централи, възразяващи върху определената прогнозна пазарна цена, и 5 бр. становища за биомаса. Същите възразяват върху определената прогнозна пазарна цена за биомаса, върху съотношението на разходите за суровини за групите електрически централи, използващи като растителна биомаса царевичен силаж и оборски тор, както и за използваните индекси на изменение на цените на суровините за силаж, като прилагат допълнително справка като изчисляват допълнително изменение на цената на суровината от порядъка на 45,22%. В тази връзка между проведеното обществено обсъждане на 31.05.2023 г. и разглеждането на проекта на решение днес е постъпило допълнително писмо от заместник-министър на земеделието, в което е приложена допълнителна справка, която е приложена от дружеството производител на електрическа енергия, ползваща биомаса царевичен силаж и оборски тор, със същата справка и същите проценти на изменение.

Подробно са разгледани всички възражения и становища. Подробно и мотивирано е описано защо не се приемат. Подробно мотиви са изложени за прогнозната пазарна цена в мотивната част. По отношение на искането за промяна на съотношенията на разходите за суровини царевичен силаж и оборски тор от страна на дружества производители на електрическа енергия с комбиниран и некомбиниран цикъл. Всички прилагат справки с изразходваното количество от едната и другата суровина и тяхното съотношение, както и произведената електрическа енергия в резултат на това. Съгласно изискванията на ЗЕВИ, Комисията определя и прилага индексите на изменение от съответното ведомство, в случая от Министерство на земеделието и НСИ. Индексите, които се предоставят от МЗ, там изрично е посочено съгласно чл. 32, ал. 4, че Комисията прилага индекс, който предоставя министърът на земеделието. В случая такъв е предоставен с писмо от м. април. Същият представлява индекс на изменение за цената на царевича за силаж в размер на 27%. Същият е приложен, поради което Комисията не приема за меродавно да прилага допълнително

представена справка от Системата за агропазарна информация (САПИ), представена от м. юни. в размер на 45,22%. В тази връзка Комисията е изпълнила своето задължение да приложи индекса, предоставен от министъра на земеделието.

В останалата си част Комисията приема възраженията на дружествата производители на електрическа енергия от биомаса за неоснователни, тъй като това е извън обхвата на чл. 32, ал. 4, а именно - Комисията има право да актуализира преференциалните цени на биомаса, само с индексите, предоставени за разходи за транспорта, разходите за работна заплата и индекс за изменение на разходите за суровини от съответните ведомства.

На база на разгледаните становища и възражения от съответните дружества, не е променена нито една преференциална цена и нито една премия. Комисията във връзка с ежегодното си задължение да определя прогнозни пазарни цени и премии, същата е определила такива.

А. Иванова прочете:

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

КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Определя, считано от 01.07.2023 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, както следва:

В т. 1 и т. 2 са посочени двете групи преференциални цени за групите до 5 kWp фотоволтаични електрически централи и над 5 kWp до 30 kWp. Няма промяна на стойностите, които са посочени в доклада.

И. Н. Иванов каза, че няма нужда да се четат самите стойности.

П. Младеновски предложи да се съобщят основанията и да се каже, че работната група предлага решение, така, както е описано подробно в проекта на решение. Няма смисъл да се изчита целият диспозитив.

И. Н. Иванов прие предложението и каза, че премиите се съдържат на 5 страници.

А. Иванова заключи:

КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Определя, считано от 01.07.2023 г., преференциални цени, без ДДС, за групите фотоволтаични електрически централи до 5 kWp и над 5 kWp до 30 kWp.

От т. II – т.XVIII Комисията актуализира преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от биомаса.

XIX. Комисията определя премии за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

И. Н. Иванов каза, че становището му включва три части. Първо, заяви, че напълно подкрепя направеното предложение за новите фотоволтаични централи, които ще ползват преференциални цени. Повишението при тях е от порядъка на 8 – 9 лв., което е напълно приемливо по повод на това, че индексът на инфлация е повлиял върху цените на материалите. Това е преди всичко материалната част при изграждането на тези централи. Втората категория са действащите фотоволтаични централи, които ползват преференциални цени. Както А. Иванова е казала в изложението си, 44 от възраженията за от дружества, които притежават и управляват такива фотоволтаични централи. На всички искането е за намаляване на прогнозната едногодишна пазарна цена, такава, каквато е определена. Председателят отбеляза, че ако те са проследили и предишните годишни решения на Комисията, ще видят, че КЕВР използва много строг алгоритъм, метод, който почива върху фючърните цени за четирите тримесечия, които следват след 01 юли. Тяхното настояване това да бъде извършено в момент, максимално близък до вземане на решението, точно това е направено. В доклада се отбелязва, че са взети цените на фючърните сделки на 19 юни, т.е. максимално близко до разглеждането днес на ценовото

решение. На трето място, претенциите, които са отправени по отношение на индекса на инфлацията, трябва да се знае, че се касае за дългосрочни договори, които достигат до 20 – 25 години, в зависимост от това, какви са фотоволтаичните централи и кога са построени. Не може да се взема само инфлацията, която е през 2022 г. Председателят счита, че тук нямат никакви основания. На последно място, защото правят намек, че може да има сериозни промени в рамките на този ценови период, знае се, че след шест месеца Комисията може да промени прогнозната пазарна цена, но при много строг подход. Ако се иска от 01 януари да се провери дали подлежи на промяна, това означава да се вземат за първите изтекли шест месеца отчетните данни за пазарната цена за следващите шест, прогнозните данни, и след това така определената прогнозна цена да се отклонява не по-малко от 15% от тази, която Комисията ще определи днес. Тоест механизмът предвижда всички бъдещи сценарии на промяна на пазарните условия. По отношение на това, което е изтъкнато за производителите на електрическа или на електрическа и топлинна енергия от биомаса. Техните пет възражения, както и при фотоволтаичните, отново са насочени към цената. И. Н. Иванов отбелязва, че Комисията, ако има някакви основания да направи корекция, трябва да бъде поставено върху принципна основа при вземането на решение. Кое тук не съответства на реалността при функционирането на тези централи? В решението е записано, че 80% от разходите, тъй като се касае за суровини от два произхода – животински и растителен, и съотношението на разходите, което се отчита в проекта на решение, е 80% от животински и 20% от растителен произход. От отчетите на тези централи се вижда, че всъщност съотношението на разходите е огледално в обратна посока - 80% от разходите на тези централи се дължат на суровина от растителен произход (силаж) и 20% от оборския тор, което е суровината от животински произход. Самите разходи както за едната, така и за другата суровина, са динамична величина. Това се доказва от факта, че всяка година министърът на земеделието (Министерство на земеделието и храните) дава актуализирана цена за силажа (това е преди всичко силаж от фуражна царевица) и за Комисията това е условие за използването му така, както е указано в ЗЕВИ за енергията от възобновяеми източници, но тази цена се променя. Тя може да се увеличава или намалява. По тази причина не може това да бъде за Комисията определящо. По-важното е какви са количествата, които са относително устойчиви, на двата вида суровини. Така, както Комисията би приела, 89% се залага, че количеството трябва да бъде от суровина от животински произход, и само 11% от суровина от растителен произход, което изобщо не отговаря на реалността. След като са изследвани тези отчетни документи, които са дадени от съответните централи, председателят счита, че се явява устойчиво и приблизително това е и най-подходящо, 55% от количеството да бъде от животински произход и 45% от растителен произход. Тогава Комисията, ако заложи количествата като определяща, след това вече динамичната величина, стойността ще бъде актуализирана ежегодно. Тя може да нараства, но може и да намалява в години, когато се произведе голямо количество силаж. Тогава е естествено да намалее, защото пазарните условия ще предизвикат това намаление. Но това ще бъде на една наистина принципна основа, свързана с количествата, а не с цените. Едва след това, на трето място, ще бъде определянето на цената на електрическата и в някои случаи електрическа и топлинна енергия. За суровината, която е от животински произход – оборската тор, в течната оборска тор между 3% и 8% е само сухото вещество, докато в силажната царевица сухото вещество варира между 32% и 40%, т.е. тя действително е с много по-сериозни качества за производство на електрическа енергия. Тези разсъждения реално касаят две категории от тези централи. Това се централи, които функционират на базата на индиректно използване на биомаса с животински и растителен произход за производство на електрическа енергия, както и централи с индиректно използване на биомаса от растителен и животински произход за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

И. Н. Иванов поиска да чуе и становището на работната група доколко анализът на председателя има основание. Искане да чуе и мнението на членовете на Комисията. Ако има

основание и се приеме тезата на председателя, тогава И. Н. Иванов би предложил да се отложи за края на заседанието приемането на тази първа точка. Междувременно, ако се приеме, тъй като корекцията не е голяма, а доколкото знае има и готовност от страна на работната група, да бъде отразена съответната корекция. Тогава ще се пристъпи към прекъсване на заседанието.

А. Йорданов направи предложение във връзка с последователността на разглеждането. В случай, че Комисията върне проекта на решение по т.1 за доработване, да се продължи с разглеждането на цените на когенерациите, които не зависят от този проект на решение. След това да се върнат на този проект на решение, и тогава да се разгледа т.3 от дневния ред, която касае цените на електрическата енергия.

И. Н. Иванов прие предложението и заключи, че накрая ще се разгледа цената на тяговата електрическа енергия. Председателят установи, че и Б. Голубарев няма възражение по направеното предложение и даде думата на П. Младеновски.

П. Младеновски каза, че действително данните, които председателят е изнесъл, са коректни. Те са на база на становищата на дружествата. Действително към момента чисто количествено, както общо тегло на използваната биомаса, чисто количествено 89/11 е съотношението, което се използва в модела за изчисление на преференциалната цена на производителите от биомаса. Действително съгласно данните, които те са предложили, около 55/45 е актуалното съотношение на част от централите, като други дори декларират, че не използват дори животинска биомаса, а само растителна, посочено в становищата. Председателят е напълно прав и по отношение на разходите. Тъй като разходите са динамична величина, цените на тези суровини, ако се върне 10 години назад, ценово тон биомаса от растителен произход е бил почти равен на тон биомаса от животински произход. Но предвид по-голямото търсене на царевичния силаж за производството както на различни фуражни култури за хранене на животни, действително последните години, както и всички зърнени култури, се наблюдава чувствителен ръст на цените на тези суровини. Предвид екологичното законодателство и факта, че това е суровина, която се продава, действително значително са нараснали разходите на този вид централи за растителна биомаса. Както е отбелязал и председателят, калоричността на растителната биомаса е в значителна степен по-висока от тази на животинската и за улеснение те използват много по-големи количества спрямо заложените в модела, чисто логистично и чисто калорийно, и енергийната стойност е много по-висока. Пред вид тези данни, становището на И. Н. Иванов е било напълно коректно и отразява действителните разходи на централите.

И. Н. Иванов добави, че ако се приеме тази корекция, тя носи характер на справедливост по отношение на реалното състояние в тези централи и реалните количества, които те използват. Има и друго обществено значение, а именно, че ако тези централи работят на загуба (дружествата заявяват, че работят на много малък капацитет, защото са принудени, в противен случай трупат загуби), това не е добре за българското земеделие и обществото, защото и без друго се казва, че животновъдството е в упадък. Не трябва с несправедливи решения на Комисията да потъва още повече и след време да се консумират само меса и млечни продукти от сухо мляко, внесени от чужбина. И. Н. Иванов счита, че този път Комисията дори не дава никакъв бонус, а просто отчита това, което е реалното съотношение, такова, каквото е в продължение на последните 10 години.

Е. Маринова припомни за текстовете на ЗЕВИ по отношение на преференциалните цени на енергията от биомаса. С това решение се извършва годишната актуализация, основанието за което е чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ. Според тази норма Комисията ежегодно актуализира преференциалната цена на електрическа енергия, произведена от биомаса, с коефициент, който отразява изменението на стойностите на ценообразуващите елементи, в ал. 2, т. 6, т. 7 и т. 8, т.е. актуализира само с изменението на стойностите на тези три ценови елемента, които са разходите за суровини за производство на енергия, разходите за горива за транспорт и разходите за труд и работна заплата. Останалите ценообразуващи елементи

са елементи, които са влезли в сила и не се променят по реда на тази норма.

И. Н. Иванов потвърди, че това са трите компоненти. В случая председателят говори и прави предложение за промяна по отношение на разходите за суровини за производство на енергия. Разходите за суровините са т. 6 в ал. 2.

А. Йорданов заяви, че категорично подкрепя мотивите на председателя, в т. ч. и да се върне проектът на решение, за да се промени съотношението в разходите за горивните суровини на производителите от биомаса от растителен и животински произход. Аргументите на А. Йорданов да подкрепи председателя са два. Действително законът казва, че Комисията ежегодно прави само актуализация със съответните индекси. В същото време групите производители са определени именно с акт на Комисията и това, че в основата е заложено съотношение, което не отговаря на действителността, независимо от това, какви индекси ще се прилагат, резултатът ще бъде винаги изкривен. В този смисъл абсолютно подкрепя това възстановяване на справедливостта, защото административният орган, освен да прилага формално закона, трябва да го прилага и в духа на закона и с определена цел. В случая единствената цел, която Комисията има при евентуално изменение в съотношението на разходите за горивните компоненти, е просто възстановяване на справедливостта и така че ценовите решения, които Комисията взема, в случая за актуализация на цените, да доставят на производителите необходимите приходи, за да осъществяват все пак дейността. А. Йорданов счита, че законът никога не е имал различна от тази цел, освен разходите на производителите да се възстановяват и да се осигурява съответната норма на възвръщаемост върху инвестициите и с формалното му прилагане не бива да се изкривява тази цел. А. Йорданов заключи, че подкрепя безусловно председателя за предложението му за връщане на проекта на решение.

Б. Голубарев каза, че няма да повтаря аргументите, защото те напълно съвпадат с неговото мнение и според него, след като това е било прието с акт на Комисията, не вижда никакви пречки с такъв акт да бъде коригирано в правилната посока. Б. Голубарев заяви, че напълно подкрепя предложението.

И. Н. Иванов отбеляза, че и предишният председател на Комисията, г-н Тодоров, също е казал, че той самият още миналата година е считал, че това действие трябва да се предприеме. Сега Комисията има и волята да го извърши.

И. Н. Иванов предложи, ако няма възражения по процедурата, която изрично е посочил А. Йорданов, прекъсване на разглеждането на т. 1 от дневния ред, като Комисията възлага да се отчете промяната в съотношението на количествата суровини 55% на 45% животинска към растителна суровина и произтичащите от това промени в двете категории централи, за които председателят е казал. Председателят се надява след разглеждането на т. 2 от дневния ред, работната група да е готова и да се завърши първа точка, преди да се пристъпи към цените на електрическата енергия, т.3.

И. Н. Иванов подложи на гласуване предложението за прекъсване на разглеждането на т.1 до изготвяне на корекциите, съобщени от председателя.

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

*Иван Н. Иванов обяви, че очаква след разглеждането на т.2 от дневния ред работната група да има готовност, за да се завърши с т. 1 от дневния ред.*

**По т.2.** Комисията, като разгледа заявления за **утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на преференциални цени и премии за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано**

производство на електрическа и топлинна енергия с вх. № Е-14-01-8 от 03.04.2023 г. от „Топлофикация София“ ЕАД, с вх. № Е-14-49-4 от 31.03.2023 г. от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, с вх. № Е-14-04-6 от 01.04.2023 г. от „Топлофикация - Плевен“ АД, с вх. № Е-14-13-6 от 03.04.2023 г. от „Топлофикация–Бургас“ АД, с вх. № Е-14-53-4 от 04.04.2023 г. от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, с вх. № Е-14-06-5 от 31.03.2023 г. от „Топлофикация – Враца“ ЕАД, с вх. № Е-14-05-6 от 31.03.2023 г. от „Топлофикация-ВТ“ АД, с вх. № Е-14-16-7 от 03.04.2023 г. от „Топлофикация-Разград“ АД, с вх. № Е-14-56-5 от 04.04.2023 г. от „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, с вх. № Е-14-09-3 от 03.04.2023 г. от „Топлофикация Русе“ ЕАД, с вх. № Е-14-03-3 от 31.03.2023 г. от „Топлофикация Перник“ АД, с вх. № Е-14-07-4 от 31.03.2023 г. от „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, с вх. № Е-14-11-6 от 04.04.2023 г. от „Топлофикация Габрово“ ЕАД, с вх. № Е-14-24-6 от 03.04.2023 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, с вх. № Е-14-68-2 от 04.04.2023 г. от „КОГРИЙН“ ООД, с вх. № Е-14-81-1 от 31.03.2023 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“, с вх. № Е-14-70-1 от 31.03.2023 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, с вх. № Е-14-73-1 от 31.03.2023 г. от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“, с вх. № Е-14-76-1 от 04.04.2023 г. от „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД, с вх. № Е-14-58-1 от 11.04.2023 г. от „Алт Ко“ ООД, с вх. № Е-14-59-1 от 31.03.2023 г. от ЧЗП „Румяна Величкова“, с вх. № Е-14-31-3 от 31.03.2023 г. от „Брикел“ ЕАД, с вх. № Е-ЗСК-22 от 31.03.2023 г. от „Солвей Соди“ АД, с вх. № Е-14-55-3 от 03.04.2023 г. от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, с вх. № Е-14-61-1 от 31.03.2023 г. от „Декотекс“ АД, с вх. № Е-12-00-201 от 31.03.2023 г. от „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД, с вх. № Е-14-63-1 от 29.03.2023 г. от „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД, с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2023 г. от „Овердрайв“ АД, с вх. № Е-14-65-1 от 04.04.2023 г. от „МБАЛ – Търговище“ АД, с вх. № Е-13-308-1 от 03.04.2023 г. от „Нова Пауър“ ЕООД, с вх. № Е-14-74-1 от 30.03.2023 г. от „Оранжерии Петров дол“ ООД, с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ - Бобов дол“ АД, доклад с вх. № Е-Дк-663 от 22.05.2023 г. и събраните данни и доказателства при проведените на 01.06.2023 г. открито заседание и на 06.06.2023 г. обществено обсъждане, установи следното:

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. 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 следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на §1,

т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена, определена от Комисията по методика за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, 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).

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

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

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

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

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

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

След извършен регулаторен преглед, Комисията с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., считано от 01.07.2022 г., е утвърдила пределни цени на топлинната енергия и е определила преференциални цени и премии на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ на **36 дружества** от сектор „Топлоенергетика“.

На основание чл. 3, ал. 2, т. 1, във връзка с чл. 24 от НРЦТЕ, с писмо с изх. № Е-14-00-3 от 27.02.2023 г. на Комисията (Писмото на КЕВР) на 39 дружества е



указано да представят отчетна информация за базисната година и прогнозна информация за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., във връзка с необходимост от извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство, на дружествата от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.07.2023 г.

Във връзка с подадените в КЕВР заявления за утвърждаване на цени на енергия от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ със Заповед № 3-Е-143 от 11.04.2023 г. на Председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши преглед на заявленията и приложенията към тях за съответствие с изискванията на НРЦТЕ и НРЦЕЕ, както и на допълнително представена информация във връзка с регулаторния преглед.

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

Индивидуалните констатации след анализите на подадените заявления са показани в синтезиран вид за всяко от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ в доклад с вх. № Е-Дк-663 от 22.05.2023 г. (Доклада), приет от КЕВР с решение по Протокол № 169 от 26.05.2023 г., т. 2 и публикуван на интернет страницата на Комисията.

### **Анализ на общото финансово състояние за 2022 г. на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ на база представените годишни финансови отчети:**

**I. Финансови резултати и изводи от дейността на дружествата с топлинен товар за битови нужди през 2022 г.**

#### **1. „Топлофикация София“ ЕАД**

Съгласно представения от „Топлофикация София“ ЕАД предварителен годишен финансов отчет за 2022 г., текущият финансов резултат е *загуба* в размер на 342 946 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2022 г. бележат ръст спрямо предходната година с 64,47%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са увеличени с 67,97%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си, както и липсват достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

#### **2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД**

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г., общият всеобхватен доход на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е с отрицателна стойност в размер на 29 837 хил. лв., формиран от *загуба* в размер на 29 818 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 19 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е отрицателна величина в размер на 315 хил. лв., формиран от *загуба* в размер на 248 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 67 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия и други свързани с продажбата на електрическа енергия за 2022 г. бележат ръст**

**спрямо предходната година с 83,18%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават с 121,90%, спрямо предходната година.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си, както и липсват достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

### **3. „Топлофикация – Плевен“ АД**

Съгласно представения от „Топлофикация – Плевен“ АД одитиран годишен финансов отчет за 2022 г., текущият финансов резултат е **загуба** в размер на 6 903 хил. лв., при отчетена **загуба** от 14 384 хил. лв. за предходната година.

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

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2022 г. са се увеличили спрямо предходната година с 93,19%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са увеличени с 92,23%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс. Дружеството отчита добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

### **4. „Топлофикация Русе“ АД**

Съгласно представения от „Топлофикация Русе“ АД одитиран годишен финансов отчет за 2022 г., текущият финансов резултат е **печалба** в размер на 14 521 хил. лв., при отчетена загуба от 37 150 хил. лв. за предходната година.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2022 г. се увеличават спрямо предходната година с 51,38%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност бележат ръст с 5,34%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, Дружеството отчита добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

### **5. „Топлофикация – Перник“ АД**

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г., „Топлофикация – Перник“ АД отчита **загуба** в размер на 3 781 хил. лв., спрямо отчетена **печалба** през 2021 г. в размер на 1 154 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби през 2022 г. бележат ръст спрямо предходната година с 59,90%;**
- **Разходите от оперативната дейност нарастват с 61,14%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява

дружеството да придобие нови нетекущи активи, както да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс. Дружеството отчита добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2022 г. справки по Единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2022 г. от регулираната дейността отчита загуба в размер на 3 781 хил. лв.

#### **6. „Топлофикация – Враца“ ЕАД**

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г., „Топлофикация – Враца“ ЕАД отчита **загуба** в размер на 3 607 хил. лв., спрямо отчетена **загуба** през 2021 г. в размер на 4 990 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби през 2022 г. бележат ръст спрямо предходната година с 84,49%;**
- **Разходите от оперативната дейност се увеличават с 73,15% спрямо предходната година.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, но отчита добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

#### **7. „Топлофикация-ВТ“ АД**

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет, „Топлофикация-ВТ“ АД за 2022 г. отчита **загуба** в размер на 165 хил. лв., при **загуба** 4 009 хил. лв. за 2021 г.

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

- **Нетните приходи от продажба на електрическа и топлинна енергия бележат ръст през 2022 г., спрямо 2021 г. с 59,22%;**
- **Общите разходи от оперативна дейност се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. с 58,79%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, но дружеството отчита добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

„Топлофикация-ВТ“ АД е представило към годишния финансов отчет за 2022 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2022 г. от регулираната дейност отчита загуба в размер на 5 778 хил. лв., която се е увеличила спрямо 2021 г., когато е 4 154 хил. лв.

#### **8. „Топлофикация – Бургас“ АД**

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г. общият всеобхватен доход на „Топлофикация – Бургас“ АД е отрицателна стойност в размер на 1 632 хил. лв., формиран от **загуба** в размер на 2 149 хил. лв. и друг всеобхватен доход **печалба** в размер на 517 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход също е отрицателна стойност в размер на 3 562 хил. лв., формиран от **загуба** в размер на

3 340 хил. лв. и друг всеобхватен доход *загуба* в размер на 222 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби на продукция за 2022 г. се увеличават спрямо предходната година с 85,36%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават със 128,25%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, но дружеството отчита добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

#### **9. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД**

Съгласно представения неаудитиран годишен финансов отчет за 2022 г. общият всеобхватен доход на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е положителна стойност в размер на 915 хил. лв., формиран от *печалба* в размер на 854 хил. лв. и друг всеобхватен доход *печалба* в размер на 61 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход също е положителна стойност в размер на 659 хил. лв., формиран от *печалба* за 2021 г. в размер на 647 хил. лв. и друг всеобхватен доход *печалба* в размер на 12 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби бележат ръст през 2022 г., спрямо 2021 г. със 188,31%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. с 128,67%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си, както и липсват достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

#### **10. „Топлофикация Разград“ АД**

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г. „Топлофикация Разград“ АД е реализирало *печалба* в размер на 168 хил. лв., при отчетена *загуба* за предходната година в размер на 849 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. със 72,87%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. със 74,84%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си, както и липсват на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

#### **11. „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД**

Дружеството е представило за 2022 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2022 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ е отчетена печалба в размер на 17 434 хил. лв., увеличена спрямо отчетената печалба през 2021 г., когато е 4 356 хил. лв.

### **12. „Юлико Евротрейд“ ЕООД**

„Юлико Евротрейд“ ЕООД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2022 г. отчита **печалба** в размер на 31 хил. лв., увеличена спрямо 2021 г., когато е в размер на 2 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2022 г. се увеличават спрямо 2021 г. със 102,69%;**
- **Общите разходи от оперативна дейност се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. със 102,00%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и не разполага със собствени оборотни средства да обслужва текущите си задължения, но има възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

### **13. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД**

Съгласно представения годишен финансов отчет за 2022 г. дружеството отчита **нетна печалба** в размер на 729 463 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е била 890 304 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за доходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2022 г. се увеличават спрямо предходната година със 123,14%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са увеличени с 212,40%.**

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура към края на 2022 г., може да бъде направен извод, че „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД поддържа висока ликвидност и ниска обща задължнялост, както и притежава собствени капиталови източници за финансиране в нови дълготрайни активи.

**14. „Топлофикация – Габрово“ ЕАД** – не е извършен финансов анализ, тъй като дружеството не е представило годишен финансов отчет за 2022 г.

**II. Финансови резултати и изводи от дейността на дружествата с топлинен товар за небитови нужди през 2022 г.**

#### **1. „Когрийн“ ООД**

Съгласно представения от „Когрийн“ ООД одитиран годишен финансов отчет за 2022 г. е видно, че дружеството отчита **загуба** в размер на 3 612 хил. лв., спрямо 2021 г., когато дружеството отчита печалба в размер на 198 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба се увеличават през 2022 г. спрямо 2021 г. с 27,98%;**
- **Общите разходи от оперативна дейност се увеличават през 2022 г. спрямо 2021 г. със 77,06%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, не притежава достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и не е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

## **2. „Алт Ко“ ООД**

Финансовият резултат на „Алт Ко“ ООД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г., е **печалба** в размер на 1 487 хил. лв., която е увеличена спрямо 2021 г., когато е в размер на 836 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в справките от ЕССО, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на електрическа енергия се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. с 56,03%;**
- **Оперативните разходи за регулираната дейност, се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. с 68,44%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, дружеството разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2022 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2022 г. от дейността „производство на електрическа енергия“ е отчетена печалба след данъци в размер на 1 207 хил. лв., която се увеличава спрямо отчетената печалба през 2021 г., когато е 809 хил. лв., от нерегулирана дейност през 2022 г. дружеството също отчита печалба в размер на 280 хил. лв., увеличена спрямо отчетената в размер на 27 хил. лв. за 2021 г.

## **3. „Солвей Соди“ АД**

„Солвей Соди“ АД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2022 г., отчита **печалба** в размер на 49 720 хил. лв., при отчетена **печалба** в размер на 111 051 хил. лв. за 2021 г.

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

- **Приходите от продажби се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. с 27,75%;**
- **Себестойността на продажбите също се увеличава през 2022 г., спрямо 2021 г. с 61,58%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, дружеството притежава достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2022 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2022 г. приходите, основно са от продажба на електрическа енергия на стойност 2 276 хил. лв., увеличени спрямо предходната година, когато са 666 хил. лв. Финансовият резултат от регулираната дейност е загуба от 22 962 хил. лв., увеличена спрямо предходната година, когато е 11 133 хил. лв. Финансовият резултат от цялостната дейност за 2022 г. е печалба.

## **4. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД**

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за 2022 г. реализира **загуба** в размер на 877 хил. лв. при отчетена **печалба** за предходната година в размер на 1 268 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2022 г. се увеличават спрямо 2021 г. със 154,46%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност без стойността на продадените**

**активи нарастват през 2022 г., спрямо 2021 г. с 238,23%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че дружеството е с добра обща ликвидност, както и размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови дълготрайни активи и да обезпечи обслужването на задълженията си.

#### **5. „Декотекс“ АД**

„Декотекс“ АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г. отчита **печалба** в размер на 649 хил. лв., увеличена спрямо 2021 г. когато е 12 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2022 г. се увеличават спрямо 2021 г. с 19,47%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност през 2022 г. се увеличават спрямо 2021 г. със 7,89%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

#### **6. ЧЗП „Румяна Величкова“**

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г. ЧЗП „Румяна Величкова“ отчита **печалба** в размер на 755 хил. лв. при **печалба** за 2021 г. 325 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на продукция бележат ръст през 2022 г., спрямо 2021 г. със 75,40%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. със 77,11%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, наличие на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

#### **7. „МБАЛ-Търговище“ АД**

„МБАЛ-Търговище“ АД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2022 г. отчита **печалба** в размер на 104 хил. лв., увеличена спрямо 2021 г., когато е 98 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на продукция са намалени през 2022 г., спрямо 2021 г. с 9,81%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2022 г., спрямо 2021 г. с 8,28%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г. е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, както и не разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения.

#### **8. „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД**

„Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД, съгласно представения неаудитиран годишен финансов отчет за 2022 г., отчита **загуба** в размер на 35 хил. лв., спрямо отчетената **печалба** за 2021 г. в размер на 1 хил. лв. Общите приходи са намалени със 100% и намалени разходи с 30%.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и не разполага със собствени оборотни средства да обслужва текущите си задължения, но има възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

#### **9. „Инертстрой - Калето“ АД**

„Инертстрой - Калето“ АД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2022 г., отчита нетна **печалба** в размер на 3 287 хил. лв. при 2 473 хил. лв. за 2021 г.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2022 г. се увеличават спрямо 2021 г. с 82,66%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. със 75,53%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, и е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

#### **10. „Оранжерии Петров дол“ ООД**

„Оранжерии Петров дол“ ООД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г., отчита **печалба** в размер на 1 253 хил. лв., увеличена спрямо предходната 2021 г., когато **печалбата** е в размер на 565 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2022 г. се увеличават спрямо 2021 г. с 40,69%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. с 24,05%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, но разполага със свободни оборотни парични средства, с които да обслужва текущите си задължения.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2022 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2022 г. приходите, основно са от продажба на електрическа енергия на стойност 2 863 хил. лв., увеличени спрямо предходната година, когато са 2 025 хил. лв. Финансовият резултат от регулираната дейност е печалба от 654 хил. лв., увеличена спрямо предходната година, когато е 399 хил. лв. Финансовият резултат от цялостната дейност за 2022 г. е печалба.

#### **11. „ТЕЦ – Бобов дол“ АД**

„ТЕЦ – Бобов дол“ АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г., отчита нетна **печалба** в размер на 14 596 хил. лв., която е увеличена спрямо предходната година, когато е 6 914 хил. лв.



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

- **Нетните приходи от продажби се увеличават през 2022 г. спрямо 2021 г. с 63,64%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност без балансовата стойност на продадените активи намаляват през 2022 г. спрямо 2021 г. с 0,57%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, по отношение на показателя „обща ликвидност“ е видно, че дружеството притежава достатъчно собствени оборотни средства, необходими за покриване на текущите задължения, но среща затруднения да обслужва текущите си задължения със собствени оборотни средства.

### **12. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД**

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г. отчита нетна **печалба** в размер на 1 742 хил. лв. при отчетена **печалба** за предходната година от 2 016 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба се увеличават през 2022 г. спрямо 2021 г. с 28,81%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2022 г. спрямо 2021 г. с 41,71%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г. е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, но отчита добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2022 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2022 г. приходите, основно са от продажба на електрическа енергия на стойност 4 344 хил. лв., увеличени спрямо предходната година, когато са 2 175 хил. лв. Финансовият резултат от регулираната дейност е **загуба** от 755 хил. лв., увеличена спрямо предходната година, когато е 592 хил. лв. Финансовият резултат от цялостната дейност за 2022 г. е печалба.

### **13. „Оранжерии Гимел“ АД**

„Оранжерии Гимел“ АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г. отчита нетна **печалба** в размер на 629 хил. лв. при отчетена **печалба** за предходната година от 2 752 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба се увеличават през 2022 г. спрямо 2021 г. с 19,23%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2022 г. спрямо 2021 г. с 24,90%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че дружеството не разполага със собствени средства за инвестиране в нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс. Коефициентът на ликвидност показва, че дружеството притежава достатъчно собствени оборотни средства, необходими за погасяване на текущите задължения.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2022 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, както следва:

**13.1. ТЕЦ „Оранжевия 200 дка“**

Приходите през 2022 г. са увеличени на 12 174 хил. лв., спрямо 7 642 хил. лв. за 2021 г. или с 59,30% при увеличени общи разходи с 50,05%. Финансовият резултат от регулираната дейност е *печалба* от 4 790 хил. лв., увеличена спрямо предходната година, когато е 2 761 хил. лв.

**13.2. ТЕЦ „Оранжевия 500 дка“**

Приходите през 2022 г. са увеличени на 9 005 хил. лв., спрямо 5 135 хил. лв. за 2021 г. или със 75,37% при увеличени разходи с 58,03%. Финансовият резултат от регулираната дейност е *печалба* от 3 540 хил. лв., увеличена спрямо предходната година, когато е 1 697 хил. лв.

Не е извършен финансов анализ, поради непредставяне на годишен финансов отчет за 2022 г. на следните дружества: „Овердрайв“ АД, „Нова Пауър“ ЕООД, „Брикел“ ЕАД и „Димитър Маджаров-2“ ЕООД.

**Констатациите от извършения анализ на фактическите технико-икономически и финансови резултати на енергийните предприятия обуславят извода, че по отношение на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ са налице предпоставките за извършване на регулаторен преглед и за утвърждаване на цени на енергия за нов регулаторен период съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ и чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ.**

След прегледа на представените от дружествата данни и документи за новия ценови период от 01.07.2023 г. при метод на регулиране „*норма на възвръщаемост на капитала*“ в ценообразуващите справки са нанесени съответните корекции при прилагане на следния **общ подход**:

1. Прогнозните условно-постоянни разходи (УПР) на дружествата са формирани при направен детайлен анализ на компонентите, като увеличения, в сравнение с отчетените или утвърдените стойности в цените през изминалия регулаторен период, са допускани само при наличие на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от новата стойност. В общия случай прогнозните позиции на УПР са запазени на нивото на отчетените през 2022 г. или на нивото през отчетния ценови период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., които са коригирани със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на Националния статистически институт (НСИ). Взети са предвид и променените обстоятелства в производствената програма през новия ценови период – например драстично занижени режими на производство, в контекста на инсталираните мощности и натоварванията на съоръженията през изминалия ценови период или липса на мотивирана обосновка, както и периоди в годината, през които енергийното производство работи за собствено потребление на клиентите на неговата площадка. Към утвърдените от Комисията разходни позиции на УПР се допуска добавянето на нови само при подробна и аргументирана обосновка за необходимостта от тях и обосновка на конкретната стойност. Корекциите на стойностите от тези предложени от дружествата нови разходни позиции целят и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени. Не се допускат неприсъщи разходи, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции или завишени разходи, вследствие прогнози за аварии и др. С оглед гарантиране на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните дружества и клиентите, цените на топлинната и електрическа енергия следва да отчитат и текущата икономическа ситуация в страната. В тази връзка дружествата следва да прецизират работните процеси, свързани с издадените лицензии и оптимизират всички разходи по дейностите. По тези причини, заявените за новия регулаторен период УПР са коригирани.

**1.1. Разходите за амортизации** за регулаторни цели са изчислени на база отчетната

стойност на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти при 15 г. за активите в производството и 30 г. за активите в преноса на топлинна енергия. При определяне на амортизационните квоти е съобразен техническият полезен живот на активите, като по отношение на активите в преноса са взети предвид извършените инвестиции в мрежата с подмяна на тръбите с предварително изолирани, което води до по-дълъг полезен живот;

**1.2. Относно разходите за ремонт** е извършен анализ на планираните и реално извършените ремонтни дейности през 2022 г., както и на възможностите на енергийните предприятия да осигурят финансов и организационен ресурс за изпълнение на предвидените ремонтни дейности. Обосновката на разходите за ремонтни дейности включва детайлизиране на разходите по отделни позиции, основание за ремонта, както и обосновка и доказателства за източниците на финансиране. При доказана необходимост от извършване на основен ремонт, произтичащ от задължителните технически указания на завода-производител при изчерпване на определените часове в редовна експлоатация, разходите се прецизират с оглед недопускане в позицията разходи с инвестиционен характер. Аварийни ремонти, възникнали през изминалия ценови период, могат да се включат в разходните позиции, след анализ на техния характер и доказана стойност чрез разходни документи. В общия случай, разходът за ремонт е коригиран до отчетената стойност през 2022 г., завишен със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ.

**1.3. Разходите за заплати и възнаграждения** и свързаните с тях начисления (осигурителни вноски и социални разходи) са коригирани на база отчетените за базисната година със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ;

**1.4. Разходи, възникнали в процеса на участие на балансиращия пазар** на електрическа енергия, не са включени в цените. Дружествата следва да оптимизират товарите графици с цел минимален дисбаланс или компенсиране чрез съответните количества енергия;

**1.5. Разходи, свързани с услугата „дялово разпределение“**, не се включват в регулираните цени, като неприсъщи за лицензионната дейност;

**1.6. Разходите за съдебни производства**, в случай че са включени в утвърдените разходи, са коригирани с приходите от спечелените съдебни процеси (присъдени юрисконсултски възнаграждения), съобразно представената от дружествата информация;

**2. Регулаторната база на активите (РБА)** е в съответствие с изискванията на глава втора, раздел II от Указания-НВ. За регулаторни цели в РБА не се включва стойността на активи, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични активи, в съответствие с чл. 14, ал. 3, т. 4 от НРЦЕЕ и чл. 9, ал. 5, т. 4 от НРЦТЕ.

За всички дружества оборотният капитал е изчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходите за амортизации;

**3. Норма на възвръщаемост на капитала (НВ):** в ценовите модели не е извършвана корекция на НВ и същата е приета, така както е предложена от енергийните дружества;

**4. Прогнозните количества произведена и продадена електрическа и топлинна енергия** са съгласно изискванията на глава трета, раздел I от Указания-НВ и в съответствие с реалните възможности за постигане на ефективни показатели на работа на съоръженията – собствени нужди и специфични разходни норми и други;

**5. Количествата на горивото** за инсталациите за комбинирано производство са

коригирани в съответствие с постигнатата през 2022 г. обща енергийна ефективност на използваното гориво (горива) за производство на електрическа енергия и топлинна енергия. За инсталациите за разделно производство на топлинна енергия корекцията на горивото е направена в съответствие с постигнатата през 2022 г. енергийна ефективност на използваното гориво за производство на топлинна енергия и съответно КПД на водогрейните котли. За целите на ценовото регулиране признатите от Комисията количества горива за новия ценови период не трябва да водят до влошаване на общата, електрическата и топлинната ефективности, изчислени съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г.) за отчетния период, в съответствие с изискването на глава трета, раздел I, т. 10 от Указания-НВ, с изключение на случаите на обоснована от дружеството технологична промяна на режима на производство.

**6. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса** са на база отчетен период, коригирани съобразно производствената, ремонтна и инвестиционна програма, както и развитието на топлопреносните мрежи и реалните стойности на загубите в съответствие с разпоредбите на Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 година относно енергийната ефективност и присъединяването на нови потребители на топлинна енергия. Технологичните разходи по преноса са в съответствие с утвърдената методика от КЕВР, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ. Корекцията на технологичните разходи по преноса се налага с оглед изпълнението на посочената по-горе директива, увеличаването броя на клиентите, присъединени към топлофикационните мрежи и защита на интересите на производителите и потребителите на топлинна енергия. Теплопреносните предприятия не следва да получават икономически изгоди в резултат от неизпълнение на своите задължения за поддръжка на топлопреносните мрежи и намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия

**7. Количеството на електрическата енергия за собствени нужди и трансформация** на централите е в съответствие с технологичните разходи за производство на електрическата енергия за собствени нужди и трансформация за конкретния вид инсталация и разпределението им между електрическата и топлинната енергия;

**8. За централите, работещи с основно гориво въглища**, е направен анализ на икономическата обосновааност на представените от топлоенергийните предприятия прогнозни разходи за покупка на основно гориво на базата на отчетените стойности през 2022 г., периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., включени в цените за изминалия ценови период, сравнителни анализи при използване на данни от националната и международната практика, както и данни от митнически декларации за внос с отчитане на специфичните условия на всяка централа по доставката им. За целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи се включват разходи за основно гориво, получени като произведение от цената на въглищата, в резултат на извършен бенчмарк анализ и/или митнически декларации, съответните разходи за товаро-разтоварни дейности и транспорт, и съответното количество въглища за ценовия период. Борсовите стойности служат за отчитане на реалните тенденции, поради факта, че доставки за българския пазар реално не се извършват от конкретна борса, поради значително оскъпяване от транспортните разходи;

**9. Разходите за акцизи** за производство на топлинна енергия са изчислени при 0,60 лв./GJ за природен газ и 0,60 лв./GJ за въглища, съгласно Закона за акцизите и данъчните складове;

**10. За дружествата, които нямат лицензия за производство на електрическа енергия**, издадена по реда на ЗЕ, разходите за акцизи за производство на електрическа енергия са изчислени при 0,60 лв./GJ за природен газ и 0,60 лв./GJ за въглища, съгласно Закона за акцизите и данъчните складове;

**11. Прогнозните разходи за природен газ** са формирани, при спазване на

изискванията на чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ, на база изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозни цени на природния газ, определени по чл. 24, ал. 5, т. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 1 от НРЦТЕ, и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа.

Горното налага първо да бъдат определени прогнозни цени на природния газ за регулаторния/ценовия период в съответствие с чл. 24, ал. 5, т. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 1 от НРЦТЕ, а именно въз основа на прогнозни стойности на ценообразуващите елементи по чл. 11а и чл. 17 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (обн. ДВ, бр. 33 от 2013 г.) на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия. Прогнозирането на цената за съответното тримесечие се извършва при отчитане на цените на фючърсни сделки за съответния газов хъб, предвиден в условията на търговските договори, по които общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, както и на тенденцията за изменение на цените на мазута и газьола, предвидени в условията на тези договори. Предвидено е прогнозната цена на природния газ да се определя за регулаторния/ценовия период и по тримесечия (Q3 2023 и Q4 2023, Q1 2024 и Q2 2024).

Прогнозните разходи за природен газ за предстоящия ценови период са въз основа на действащи договори, сключени от обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД с различни доставчици, които осигуряват необходимите количества природен газ за вътрешния пазар, както и въз основа на прогнозни данни за потреблението на природен газ по месеци, в периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. „Булгаргаз“ ЕАД е предвидило част от доставките на природен газ да бъдат по договор с азербайджанска компания, а останалите необходими количества ще бъдат осигурявани по двустранни договори с Mitylineos S.A. и „Шениер Маркетинг Интернешънъл“ ЛЛП (Шениер).

Прогнозите за цените на природния газ са направени въз основа на:

- договорените цени на природния газ, в съответствие с условията на договорите за доставка на природен газ за покриване на вътрешното потребление, които са сключени от обществения доставчик, с период на доставка до края на годината;
- фючърсите на природния газ по тримесечия, снети от следния официален сайт на Intercontinental Exchange, Inc.: <https://www.ice.com>;
- прогнозно помесечно потребление на природен газ в страната, както и влиянието на цените на азерския газ за планирания период на доставка по време на новия регулаторен период до 30.06.2024 г.

Прогнозните цени по тримесечия, с включени към тях „цена за задължения към обществото“ и компонента за дейността „обществена доставка на природен газ“, са следните:

	Q3/ Трето тримесечие 2023 г.	Q4/ Четвърто тримесечие 2023 г.	Q1/ Първо тримесечие 2024 г.	Q2/ Второ тримесечие 2024 г.	Регулаторен период 01.07.2023 г.- 30.06.2024 г.
Прогнозни цени на природния газ по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ, лв./MWh	<b>72,22</b>	<b>93,34</b>	<b>103,14</b>	<b>83,79</b>	<b>88,12</b>

## 12. Цената на електрическата енергия без постигнати показатели за

**високоэффективно комбинирано производство (ВЕКП)** е приравнена на определената по-долу прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоэффективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на **240,98 лв./MWh**.

**13. Количествата емисии въглероден диоксид (CO<sub>2</sub>),** отделяни при производството на електрическа енергия и топлинна енергия, са в съответствие с изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.11. и 20.12. от Указания-НВ, като изчислените емисии са на база прогнозните, утвърдени от Комисията количества горива. В съответствие с т. 20.12. от Указания-НВ разходите за закупуването на емисии въглероден диоксид за топлинна енергия, се определят като от верифицираните количества емисии въглероден диоксид за производство на топлинна енергия се приспадат безплатните квоти за битови клиенти, предвидени във връзка с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) и се умножат по икономически обоснована цена на емисиите. В тази връзка, безплатно разпределените квоти за емисии за инсталациите са снети от Приложение II „Национална таблица за разпределяне за 2021 г. – 2025 г. съгласно член 10а от Директива 2003/87/ЕС“ към Решение на Европейската комисия от 29 юни 2021 година относно даване на указания на централния администратор на Дневника на Европейския съюз за трансакциите да въведе националните таблици за разпределяне на страните от ЕС, което е публично достъпно на официалния уебсайт на Европейския съюз, чрез следния линк: <https://eur-lex.europa.eu/search.html?scope=EURLEX&text=%22%282021%2FC+302%2F01%29%22&lang=bg&type=quick&qid=1684217744809>. При отчитане на драстични разлики в структурата на микса от горива за отчетения период в сравнение с прогнозния такъв, за регулаторни цели се запазва отчетеният микс през базисната година, коригиран пропорционално на прогнозните количества енергия. Въз основа на календар за търговете на Европейската енергийна борса (European Energy Exchange) за периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. е направена симулация на търговете за CO<sub>2</sub> квоти, по месеци, като е допуснато увеличение на цените на CO<sub>2</sub> квоти до края на периода в диапазона от 85,0 до 90,0 €/t, при която е постигната средна цена на CO<sub>2</sub> квоти за целия прогнозен период в размер на **88,00 €/t CO<sub>2</sub>**.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ са извършени при отчетна средна цена на CO<sub>2</sub> квоти за периода 01.07.2022 г. – 30.04.2023 г. в размер на 81,76 евро/t. (не са взети предвид авиационни EUAА, полски PL и немски DE и NIR квоти) и направена прогноза до края на текущия ценови период (30.06.2023 г.) в размер на 85,0 евро/t. или средна цена за периода в размер на **82,43 €/t**.

Въз основа на верифицирания доклад на съответното дружество за 2022 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво. На база утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление), средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициента на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. е изчислено общото количество отделени емисии от горивните инсталации.

Разходите за закупуване на квоти за емисии въглероден диоксид, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, се определят като реално необходимите количества за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. се умножат по прогнозна средна цена на емисиите от **88,00 €/t**.

**14. Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ.** С измененията и допълненията в НРЦЕЕ и НРЦТЕ, обн. ДВ, бр. 47 от 22.05.2020 г., е въведена възможност за компенсиране на разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии в следващия регулаторен/ценови период, които разлики могат да бъдат разсрочени в няколко следващи периода. По силата на чл. 8, ал. 10 – ал. 12 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ при утвърждаване на цените на топлинната енергия и определяне на

преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за следващия регулаторен/ценови период, при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, необходимите годишни приходи се коригират с тази разлика по следната формула:

$$Ht = Qg * (\text{Цпг} - \text{Ц}^I)t + Qe*(\text{Цпе} - \text{Ц}^{II})t \pm Pt-1, \text{ където:}$$

$Ht$  е размерът на разликата от предходния регулаторен/ценови период, лв.;

$Qg$  – отчетеното количество природен газ за ценовия период, MWh;

$\text{Цпг}$  – индивидуалната прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена по реда на чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ и ал. 8, т. 2, от НРЦТЕ, лв./MWh;

$\text{Ц}^I$  – отчетената индивидуална цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена въз основа на отчетените помесечни количества потребен природен газ и постигнатата помесечна цена, като среднопретеглена стойност, към която се добавят отчетените цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, лв./MWh;

$Qe$  – отчетеното количество въглеродни емисии за регулаторния период, тон;

$\text{Цпе}$  - прогнозната цена на въглеродните емисии, лв./тон;

$\text{Ц}^{II}$  – отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, лв./тон;

$P$  – разликата между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, в резултат на прогнозни количества и разходи, използвани за определяне на  $Ht-1$ , лв.;

$t$  – ценовият период.

В случай че постигнатата помесечна цена на природния газ ( $\text{Цп}$ ):

1. е по-висока от утвърдената от Комисията цена за съответния месец, по която общественият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия ( $\text{Цбг}$ ), за изчислението на годишната индивидуална цена за регулаторния/ценовия период се използва утвърдената от Комисията цена на обществения доставчик на природен газ;

2. е по-ниска от утвърдената от комисията цена за съответния месец, по която общественият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия ( $\text{Цбг}$ ), за изчисляването на годишната индивидуална цена за регулаторния/ценовия период се използва цена ( $\text{Цп}^I$ ), изчислена по формулата:

$$\text{Цп}^I = 0,5 * (\text{Цбг} + \text{Цп}).$$

Корекцията може да бъде разсрочвана изцяло или частично при спазване на принципите по ЗЕ.

В съответствие с горните разпоредби при установени разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии са коригирани необходимите годишни приходи за следващия регулаторен/ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

Тези корекции на необходимите годишни приходи, при топлофикационните дружества са отразени при изчисленията на преференциалните цени на електрическата енергия.

**15. Разходите за гориво при производството на електрическа енергия** в централите с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са разделени между двата продукта чрез коефициенти за ефективност на производството на електрическа енергия за съответната категория производител и вид на инсталираните мощности, които се определят от Комисията за регулаторни цели в съответствие с изискванията на чл. 24, ал. 2 от НРЦЕЕ, глава втора, раздел I, т. 22 и глава трета, раздел III, т. 9 от Указания – НВ.

Съгласно принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, следва да се осигури равнопоставеност по отношение на определения размер на коефициентите за ефективност на производството на електрическа енергия между отделните категории енергийни предприятия. В тази връзка е обосновано определянето им да се извърши по категории/групи на производителите, определени по преобладаващия дял на топлинния товар за битови или небитови нужди, вида на използваното гориво и вида на инсталираните мощности, при спазване на принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, с оглед осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между групите клиенти и създаване на стимули за ефективна дейност на регулираните енергийни предприятия, с отчитане на конкретните разходни особености и нива на цените на топлинната и електрическа енергия.

По критерия „преобладаващ дял на топлинния товар за битови и небитови нужди“, производителите са разделени на две основни групи:

- топлофикационни дружества с преобладаващ топлинен товар за битови нужди за снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти;
- всички други производители в промишлеността, селското стопанство и здравеопазването, които имат топлинен товар изцяло или преобладаващ за небитови нужди.

По критерия „вид на използваното гориво“ топлофикационните дружества са разделени на две групи, като в едната са дружествата, използващи като основно гориво природен газ, а в другата – дружествата с централи с гориво въглища.

В съответствие с гореизложеното са определени **коефициенти за ефективност на производството на електрическа енергия**, както следва:

1. „Топлофикация София“ ЕАД – 0,2799;
2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – 0,3911;
3. „Топлофикация – Плевен“ АД – 0,3870;
4. „Топлофикация – Бургас“ АД – 0,3157;
5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД – 0,4360;
6. „Топлофикация-Враца“ ЕАД – 0,3172;
7. „Топлофикация Разград“ АД – 0,3899;
8. „Юлико Евротрейд“ ЕООД – 0,4800;
9. „Топлофикация-ВТ“ АД – 0,3290;
10. „Топлофикация Русе“ АД – 0,3183;
11. „Топлофикация – Перник“ АД – 0,3300;
12. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД – 0,3060;
13. „Топлофикация-Габрово“ ЕАД – 0,2577;
14. „Когрийн“ ООД – 0,4900;
15. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 500 дка“ – 0,4900
16. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 200 дка“ – 0,4900;
17. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД – 0,4900;
18. „Инертстрой – Калето“ АД – 0,4932;
19. „Оранжерии Петров дол“ ООД – 0,4863;
20. ЧЗП „Румяна Величкова“ – 0,4952;
21. „Алт Ко“ АД – 0,6626;
22. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД – 0,3124;
23. „Брикел“ ЕАД – 0,3667;
24. „Солвей Соди“ АД – 0,8000;
25. „Декотекс“ АД – 0,6000;
26. „Енергиен център Зебра“ ЕООД – 0,5200;
27. „Овердрайв“ АД – 0,6600;
28. „МБАЛ-Търговище“ АД – 0,8000;
29. „Нова Пауър“ ЕООД – 0,5200.



## 16. Прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за регулаторния/ценовия период

За целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на §1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища. Също така, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи – чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ.

За гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена в горните случаи. Съгласно чл. 37а НРЦЕЕ Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

Към настоящия момент не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период, но са проведени 2 търга, относими частично към трето тримесечие на 2023 г.

<i>та</i>	<i>Да</i>	<i>Инициатор</i>	<i>Прод</i>	<i>Пе</i>	<i>Цена</i>
			<i>укт</i>	<i>риод</i>	<i>лв./MWh</i>
6.2023	21.0	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	Базов товар	юли 2023	204,17
5.2023	31.0	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	Базов товар	Q3 2023	175,28

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърските сделки, които по своята същност са стандартизирани финансови форуърдни сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „Ден напред“.

Динамиката на фючърсите, относими към българския спот пазар, пряко корелира с фючърсите за региона (румънската и унгарската борси), като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс варира между 6,00 евро/MWh и 7,50 евро/MWh. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърските сделки.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX<sup>1</sup> (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, следва да се съпоставят с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърските сделки

<sup>1</sup> <http://www.eex.com>

на HUDEX<sup>2</sup>.

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

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -OPCOM	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q3 2023	218,37	221,30	230,10	229,56
Q4 2023	284,81	292,63	297,52	295,04
H2 2023	251,59	256,97	263,81	262,30

Горните данни показват, че стандартната девиация между българския и румънския пазар е около 5,38 лв./MWh (2,75 евро/MWh), докато с унгарския – около 12,22 лв./MWh (6,25 евро/MWh). Ако се анализират данните по месеци и/или тримесечия, девиацията български-унгарски пазар варира от 13,50 лв./MWh до 20,00 лв./MWh, в зависимост от търгуваните обеми и цените на капацитетите в региона. Към настоящия момент не са налични данни на EEX относно Q1 2024 и Q2 2024, съответно за H1 2024 за българския и румънския пазар, като такива са публикувани само за унгарския. Те обаче могат да се изчислят, като се използва стандартната девиация спрямо унгарския пазар, за който са налични данни. Изчислените данни са представени по-долу:

Фючърси	EEX - IBEX	EEX - HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q1 2024	318,25	330,48	331,42
Q2 2024	257,68	269,90	271,51
H1 2024	287,97	300,19	301,46

От горните данни може да се направи извод, че относимите стойности към българския пазар са за H2 2023 – 251,59 лв./MWh и за H1 2024 – 287,97 лв./MWh или средно за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 269,78 лв./MWh.

Основният движещ фактор за динамиката на цените на европейските, съответно регионалните, борси е цената на природния газ на европейските борси. Пряката корелация между тези две цени се обуславя от факта, че основно газови централи затварят цената на европейските борсови пазари. Това обстоятелство се променя, обаче, при наличие на предлагане на по-големи количества електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, което от своя страна се характеризира със спорадичен характер и е трудно за оценка при дългосрочни прогнози.

Предвид обстоятелството, че се наблюдава посока към стабилизиране на газовите цени на относително ниски нива, все още е трудно да се дефинира ясна тенденция, предвид предстоящия активен период на нагнетяване, въпреки че такива дейности текат и към момента. Газохранилищата в Европа са запълнени до около 60%. До началото на отоплителния сезон, започващ през есента, те трябва да са запълнени до 90% в съответствие с изискванията на Европейската комисия. По-голяма е вероятността обаче в Европа да няма нова газова криза, за което ясен знак са изпреварващият ръст в броя и капацитета на терминалите за регазификация, респ. на количествата втечен природен газ, на фона на намаленото потребление и стартирането на различни инициативи, в т.ч. Solidarity Ring

<sup>2</sup> <https://hudex.hu>

(STRING), като последната ще се окаже в основата на формиране на един перспективен и диверсифициран газов пазар, гарантиращ доставките за Централна и Югоизточна Европа. Въпреки това, анализаторите подхождат доста внимателно към бъдещето, като правят паралел с различни периоди от миналото по отношение не само на енергийния пазар, но и на финансовия, поставяйки във фокус и бъдещи политически и геополитически решения, оказващи въздействие върху пазарната ситуация на европейско и глобално ниво. На този фон все още остава трудно да бъдат определени тенденциите, които ще движат и европейския енергиен пазар. Страхове от нова криза, примесени с очаквания за ръст в търсенето на втечен природен газ в Азия след относително слабата 2022 г., пълно спиране на руския природен газ, идващ по газопроводи към Европа, както и една нормална зима в сравнение с по-меката от обичайната такава на 2022/2023 г., допълнително създават опасения за неустойчивост на наблюдаваните към настоящия момент тенденции по отношение на бъдещите ценови нива.

През последните два месеца пазарът на дългосрочни енергийни продукти се характеризираше с изключителна динамичност и волатилност. Стойността на фючърсите на европейските борси относими към българския пазар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. варираше в диапазона от 214,94 лв./MWh до 287,66 лв./MWh. Видно от графиката по долу през май се наблюдава рязък спад, като впоследствие през юни пазарът се възстановява почти до първоначалните нива. Причините са основно в динамиката на пазарите на петрол и природен газ, предизвикано от новините за търсенето на азиатския и американския пазар, както и очакванията през следващите месеци инфлацията да спадне значително още през юни и да продължи да намалява с бързи темпове до към края на годината. Долната графика ясно показва, че към настоящия момент не съществува ясен тренд, като посоката му се изменя в зависимост от международните политически и икономически процеси, но имайки предвид глобалното забавяне на световната икономика, по-скоро очакванията са ценовите нива да се установят в диапазона между 250,00 лв./MWh и 260,00 лв./MWh, тъй като е вероятно да последват редица бързи спадове, редувани с временни ценови пикове.



При прогнозирането на цената за предстоящия регулаторен период би следвало да се отчетат както горните аргументи, така и асиметричността, наблюдавана в българската пазарна зона, която се дължи на голям приток от нови инвестиции в соларни проекти, като се предвиди допълнително отклонение на цената надолу в размер на около 5%. В тази връзка, след прилагане на посочената корекция, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. следва да е в размер на 256,37 лв./MWh.

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

Съгласно чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година от групите, съответно: независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи са използвани предоставените от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2022 г. – 31.12.2022 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдителни, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка, на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара „Ден напред“ за календарната 2022 година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните групи производители/оператори на мрежи. На базата на тази симулация са определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за 2022 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара „Ден напред“ за 2022 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна годишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент, съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от горната симулация за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са, както следва:

Извършена е симулация на участието на: „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ АД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ АД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация-ВТ“ АД, „Топлофикация – Враца“ ЕАД, „Топлофикация – Разград“ АД, „Брикел“ ЕАД и „Топлофикация Русе“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	495,30 лв./MWh
---	----------------

Постигната среднопредтеглена цена	465,56 лв./MWh
Групов коефициент Кс (р.2/р.1)	0,93997
Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>240,98 лв./MWh</b>

**Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 33а от ЗЕ, прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е в размер на 240,98 лв./MWh.**

В съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14, ал. 1 от ЗЕ, чл. 30 и чл. 31 от НРЦТЕ и чл. 47 и чл. 48 от НРЦЕЕ на 01.06.2023 г. Комисията е провела открито заседание за разглеждане на Доклада и на 06.06.2023 г. е провела обществено обсъждане на проект на решение за утвърждаване на пределни цени на топлинната енергия и определяне на преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, считано от 01.07.2023 г. Съгласно решение на КЕВР по Протокол № 169 от 26.05.2023 г., т. 2, е осигурена и възможност за дистанционно участие чрез програмата за комуникация Skype.

Предвид горното, с писмо с изх. № Е-14-00-11 от 26.05.2023 г. КЕВР е поканила лицата, представляващи дружествата в сектор „Топлоенергетика“, за присъствено или виртуално участие в откритото заседание чрез програмата за комуникация Skype.

На откритото заседание Комисията е обсъдила със съответните енергийни дружества Доклада, след което в рамките на определения съгласно чл. 30, ал. 4 от НРЦТЕ и чл. 47, ал. 3 от НРЦЕЕ срок, дружествата, направили възражения по Доклада, са имали възможност да представят своите писмени становища и обосновки.

Чрез съобщения, публикувани на интернет страницата на Комисията в меню „Новини“ и меню „Календар на проявите“, съгласно решение на КЕВР по Протокол № 179 от 02.06.2023 г., т. 1, Комисията е поканила заинтересованите лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от ЗЕ – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители, за присъствено или дистанционно участие чрез програмата за комуникация Skype в общественото обсъждане.

С писмо с изх. № Е-03-17-19 от 02.06.2023 г. като заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от ЗЕ са поканени: Министерство на енергетиката, Омбудсман на Република България, Комисия за защита на потребителите, Федерация на потребителите в България, БНА „Активни потребители“, Българска стопанска камара, Българска браншова камара на енергетиците, Българска търговско-промишлена палата, Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори, Конфедерация на независимите синдикати в България, Конфедерация на труда „Подкрепа“, Национална федерация на енергетиците и Независима синдикална федерация на енергетиците в България.

На общественото обсъждане присъствено участие са взели: г-жа Весела Ванева – главен експерт при Омбудсмана на Република България; г-жа Мая Манолова, представляваща Гражданско сдружение „Исправи се.БГ“; г-н Ясен Цветанов, г-н Стоян Грозданов и г-жа Мария Асими – граждани. За общественото обсъждане не са постъпвали заявления за дистанционно участие чрез програмата за комуникация Skype.

Съгласно изискванията на чл. 14, ал. 3 от ЗЕ на заинтересованите лица е определен 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

В определения срок са постъпили писмени становища и възражения от следните

дружества и заинтересовани лица: „Топлофикация София“ ЕАД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация-Плевен“ АД, „Топлофикация – Бургас“ АД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация-Враца“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ АД, „Топлофикация-ВТ“ АД, „Топлофикация-Перник“ АД, „Топлофикация-Разград“ АД, „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, „Брикел“ ЕАД, „ТЕЦ – Бобов Дол“ ЕАД, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, „Оранжерии-Гимел II“ ЕООД, „Оранжерии Гимел“ АД – 200 дка“ „Оранжерии Гимел“ АД – 500 дка, „Когрийн“ ООД, „Инертстрой-Калето“ АД, както и от проф. д-р Диана Ковачева – Омбудсман на Република България и от г-н Ясен Цветанов – гражданин.

## **I. ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИТЕ НА ТОПЛИННА И ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ПО КОМБИНИРАН НАЧИН И ПРЕМИИ ЗА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“**

### **1. „Топлофикация София“ ЕАД**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-01-8 от 03.04.2023 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 137,55 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 132,94 лв./MWh;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 1 034,40 лв./MWh.

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

<b>Показатели</b>	<b>Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh</b>	<b>Цени на енергията по модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh</b>	<b>Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh</b>	<b>Изменение, %</b>
<b>к. 1</b>	<b>к. 2</b>	<b>к. 3</b>	<b>к. 4</b>	<b>к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100</b>
Преференциална цена на електрическата енергия	<b>1 213,28</b>	<b>800,82</b>	<b>762,42</b>	<b>-4,80</b>
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	<b>137,86</b>	<b>137,86</b>	<b>137,55</b>	<b>-0,22</b>
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за	<b>133,06</b>	<b>133,06</b>	<b>132,94</b>	<b>-0,09</b>

доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 1 от ЗЕ				
--	--	--	--	--

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на природен газ – 1 022,45 лв./kNm<sup>3</sup>;
- цена на мазут – 459,08 лв./t;
- цена на газьол – 1 614,83 лв./t.

„Топлофикация София“ ЕАД е приложило документи, съгласно подробен опис към заявлението. Към заявлението е приложен неаудитиран финансов отчет за 2022 г., като не са приложени справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2022 г.

С писмо с изх. № Е-14-01-8 от 12.04.2023 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация относно: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ; попълнени справки относно прилагане на ЕССО за целите на регулирането в съответствие с чл. 37 от ЗЕ и т. I.8 от писмо с изх. № Е-14-00-3 от 27.02.2023 г. на КЕВР, която е предоставена с писмо с вх. № Е-14-01-8 от 25.04.2023 г.

**„Топлофикация София“ ЕАД е представило следната обосновка:**

**Производствена програма за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.** – изготвена е при съблюдаване на тенденциите в потреблението на топлинна енергия през последните няколко години, като изпълнението ѝ е резултат от индивидуалното поведение на потребителите при консумиране на топлинната енергия, както и влиянието на климатичните фактори. При определяне прогнозните количества на продажбите са анализирани климатичните фактори и тенденциите на пазара на топлинна енергия по отношение на: брой консуматори, присъединен топлинен товар, потребление на топлинна енергия за отопление и битово горещо водоснабдяване, поведение на клиентите. Взети са предвид и необходимите дейности за ремонт и инвестиции, които се отразяват на възможността за работа на основните съоръжения за производство и пренос на енергия.

Прогнозните продажби на топлинна енергия за новия ценови период са 3 694 643 MWh съответно 3,14% по-големи от тези през 2022 г., което се дължи на следните предпоставки: продадената топлинна енергия намалява, въпреки нарастващия брой клиенти, което се дължи на предприети мерки за енергийна ефективност, от страна на крайните клиенти. Климатичният фактор оказва основно влияние върху продадената топлинна енергия – денградусите през базовата 2022 г. са 2 484. Това е с около 14,3% по-малко от изчислителните денградуси за град София съответно 2 900. Количеството произведена електрическа енергия в двете топлоелектрически централи ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „София Изток“ е определено на база очакваната прогнозна продажба на топлинна енергия, отчитайки технологичните разходи и топлинната енергия за собствени нужди. Прогнозното производство на топлинна енергия за всички топлинни източници е прогнозирано на база реални данни от последните години. Прогнозното количество топлинна енергия през новия ценови период е определено в размер на 4 691 274 MWh, което е с 11% повече от отчетеното през изтичащия период. Отразени са мерките за енергийна ефективност, прилагани при крайните потребители и увеличението на броя потребители на дружеството.

**Технологични разходи при преноса на топлинната енергия** – относителният им дял спрямо отпуснатата топлинна енергия е 19,63%, като през базовата година е бил 19,48%. Прогнозните данни са въз основа на статистическо очакване екстраполирано от 3 годишни отчети от предходен период. Дружеството е представило сравнителна таблица

относно промяната в относителните дялове на технологичните разходи по преноса по видове и продадената топлинна енергия за 2020 г., 2021 г. и 2022 г., както и за предстоящия ценови период. Делът на технологичните разходи на топлинна енергия в абонатните станции е прогнозиран в размер на 0,89% от отпуснатата топлинна енергия, близък до средния за периода от последните три години. Прогнозният дял на загубите е запазен отчитайки също ефекта на подмяна на старите абонатни станции на небитовите потребители. Запазен е делът на загубите от топлоотдаване в топлопреносната мрежа и делът на загубите от изтичане. Прогнозните стойности по видове технологични разходи са определени както следва: 221 134 MWh от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа; 638 305 MWh за топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях и 40 884 MWh за топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.

**Собствени нужди на топлинна енергия на инсталациите за производство** – прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е в размер на 94 104 MWh, което представлява около 2,01% от brutната произведена топлинна енергия. Относителният им дял е прогнозиран приблизително съответстващ на базовата година.

**Производство на електрическа енергия** – през новия ценови период дружеството предвижда електрическата енергия да бъде изцяло произведена по високоефективен комбиниран начин, в съответствие с Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г.. Произведената по този начин електрическа енергия е прогнозирана в размер на 976 280 MWh, количество с 6,63 % повече спрямо произведеното за изтичащия регулаторен период. Планираната за реализация енергия е 807 993 MWh, което представлява увеличение с 0,3% спрямо прогнозираната за изтичащия период. Това е направено на база очаквания топлинен товар, обезпечаващ електропроизводството, влиянието върху него на климатичните фактори и промяната на потреблението, следствие присъединяване на нови потребители и промяната на топлинните характеристики на сградния фонд.

**Електрическа енергия за собствено потребление** – прогнозното количество за новия ценови период е 23 025 MWh или 2,85% от цялата изнесена електрическа енергия, което служи за снабдяване на собствени обекти (абонатни и помпени станции и административни сгради), съгласно чл. 119, ал. 1, т. 1 от ЗЕ.

**Специфичен разход на условно гориво (СРУГ)** – планираните СРУГ за новия ценови период са както следва: специфичен разход на условно гориво за топлинна енергия – 138,25 кг/MWh, формиран за компанията и специфичен разход на условно гориво за производството на електрическа енергия в двете ТЕЦ – 202,88 kg/MWh.

**Топлинни мощности** – при прогнозирането на очакваните топлинни мощности са използвани максималните топлинни товари, постигнати на изхода на централите през последните три години.

**Горива за производство** – необходимото гориво за производство през 2023/2024 г. възлиза на 681 909 km<sup>3</sup> природен газ. Количествата са формиран на база планираните СРУГ, които са в пряка зависимост от техническото състояние и избраните съоръжения, с които ще се произвежда енергията през новия ценови период.

**Енергийна ефективност** – общата прогнозна ефективност на дружеството за новия ценови период при комбинираното производство е 81,73%, която ще е с 0,44% по-ниска спрямо постигнатата през настоящата ценова година.

**Признати годишни разходи за дейността за новия ценови период** – планирането на разходите е извършено в контекста на цялостна оптимизация на разходната част на дружеството с оглед на високите цени на основните ресурси, формиращи променливите разходи на дружеството – природен газ и квоти за въглеродни емисии, като в общия случай стойностите са планирани на нивото на отчетените през базисната 2022 г. или прогнозираните в бизнес плана на дружеството за 2023 г.

**Условно постоянни разходи** – общият размер на тези разходи е 171 294 хил. лв., като е предвидено увеличение от 18,7% спрямо отчетените през базисната 2022 г. в размер на 144 280 хил. лв.



**Разходи за амортизация** – амортизационните отчисления на дълготрайните активи са изчислени в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. Дружеството начислява амортизации на дълготрайни материални и нематериални активи с изключение на природни ресурси; неупотребявани в дейността – новопридобити за периода до въвеждането им в употреба; в процес на придобиване; в процес на ликвидация; напълно амортизираните до остатъчната им стойност. За всеки амортизируем актив или група активи е утвърден амортизационен план, който е база за изготвяне на обобщен амортизационен план на дружеството, като е приложен линеен метод на амортизация. Разходите за амортизация за новия ценови период са на стойност 34 917 хил. лв., планирани при симулирана амортизация за едногодишен период на база предварителния отчет за 2022 г. Разходите за амортизация са разпределени спрямо съответните активи от които произхождат, на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и разходи за пренос. Амортизацията на активите от отоплителните централи (ОЦ) са отнесени директно към топлинната енергия, а амортизацията на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи и компоненти, са отнесени към разходи по преноса на топлинна енергия. Амортизационните разходи на активите от цеховете за комбинирано производство на двете ТЕЦ са разпределени между топлинната и електрическата енергия на база коефициент за разпределение на горивото между енергийната и водогрейната част на централата – съответно за ТЕЦ „София“ 68% за топлинна енергия и 32% за електрическа, а за ТЕЦ „София Изток“ – 61,8% за топлинна енергия и 38,2% за електрическа енергия. Разходите за амортизация на активи, обслужващи административната работа на дружеството, са разпределени между производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия на база начислените разходи за работни заплати в съответните производствени структурни звена. В прогнозните амортизационни разходи не е включен ефектът от извършената от лицензиран оценител преоценка на ДМА в отчета към 31.12.2022 г., в резултат на която е определена нова справедлива пазарна стойност на част от активите на дружеството.

**Разходи за ремонт** – планирането на разходите за ремонти за новия ценови период е извършено след подробна оценка на неотложните ремонтни операции в топлоизточниците и топлопреносната мрежа, необходими за осигуряване на надеждност на системата, качествено топлоснабдяване, повишаване ефективността на производството, подобряване качеството на предоставяните услуги и подобряване дейностите по опазване на околната среда. Включените ремонтни мероприятия са подбрани след обстоен преглед и приоритизация на най-належащите ремонти в четирите топлорайона, като подборът е извършен на база определени критерии. Прогнозните разходи за ремонт са на стойност 6 702 хил. лв. и формират 0,6% от предложените годишни разходи за дейността по лицензията за периода 2023 г. – 2024 г. Включени са предвидените ремонтни дейности на машини и съоръжения в топлоизточниците, топлопреносната мрежа, сгради и други съоръжения, обслужващи лицензионните дейности. В разходите за ремонт не са включени разходи с инвестиционен характер, както и разходи за ремонт на активи, които са извън лицензионната дейност на дружеството. Разпределението на разходите за ремонт в справка № 1 „Разходи“ е следното: 739 хил. лв. са за ремонтни дейности отнесени към топлинната енергия, като те включват предвидените ремонти в централи на дружеството, произвеждащи само топлинна енергия; 348 хил. лв. са разходите за ремонт отнесени към електрическата енергия, определени на база предвидените разходи за ремонт в електро цеховете на двете централи с комбинирано производство; разходите за ремонт отнесени към двата продукта са на стойност 2 651 хил. лв. и включват всички останали ремонтни разходи в двете централи с комбинирано производство. Планираните разходи за ремонт в преноса на топлинна енергия са на стойност 2 964 хил. лв. Средствата са предвидени за ремонти на главни стебла, отклонения, мрежи, камери, помпени и абонатни станции в четирите топлорайона, както и дейности като обследване на главни паропроводи, ремонт на

мрежови помпи и други. Дружеството посочва, че в представените разходи не фигурират разходи с инвестиционен характер.

**Разходи за заплати, възнаграждения и осигуровки** – общият размер на планираните разходи е 95 487 хил. лв., от които 65 799 хил. лв. за заплати и възнаграждения и 29 688 хил. лв. за осигурителни вноски и социални разходи. Размерът им е планиран в съответствие с прогнозната средна брутна работна заплата за дружеството след увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2023 г., като за регулаторния период не е заложено допълнително увеличение на възнагражденията. В резултат на предприетите конкретни мерки за оптимизация на персонала през последните три години е налице устойчива тенденция за намаляване на общия му брой. От 2019 г. насам заетите в дружеството са намалели със 223 души, а само през 2022 г. заетите в дружеството са намалели със 77 души. Към 31.12.2022 г. средната брутна работна заплата в дружеството е 2 096 лв., докато по данни на НСИ средната брутна заплата в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“ през 2022 г. е 2 558 лв. или с близо 22% по-висока.

**Разходи пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – прогнозният размер на тези разходи е 34 845 хил. лв., като в състава им не са включени разходите за вноски във фонд „Сигурност на електроенергийната система“, финансови разходи, разходи за предоставяне на услугата „дялово разпределение“, както и всички разходи, които не са свързани с регулираните дейности на дружеството. Предвиденото увеличение спрямо отчета за 2022 г. е резултат основно на прогнозно по-високите разходи по позициите: абонаментно поддържане, инкасиране на топлинна енергия, въоръжена и противопожарна охрана, печат и доставка на фактури, безплатна храна по Наредба № 11 от 21 декември 2005 г. за определяне на условията и реда за осигуряване на безплатна храна и/или добавки към нея (Наредба № 11 от 21 декември 2005 г.), разходи за проверка на уреди, разходи за застраховки, които са планирани в съответствие с поетите от дружеството договорни отношения и инфлационното покачване на цените.

**Променливи разходи** – планирани са в съответствие с производствената програма и режимите на работа на съоръженията, както и прогнозните цени на горивата за производство, CO<sub>2</sub> емисиите и останалите суровини, като общият им размер е 932 180 хил. лв. Разходите за природен газ са на стойност 697 220 хил. лв. и формират 63,2% от прогнозните признати разходи за дейността по лицензиите. „Топлофикация София“ ЕАД има сключен Договор за доставка на природен газ с обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД, за календарната 2023 г. За целите на ценообразуването дружеството е използвало наличните към 20.03.2023 г. тримесечни фючърси на холандския газов хъб ТТФ. При тези цени на база прогнозната консумация е получена среднопретеглена цена за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 93,15 лв./MWh. Към нея са прибавени съответно: 1,10 лв./MWh – средна цена за пренос през газопреносната мрежа собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газовата година 01.10.2022 г. – 30.09.2023 г. и 1,84 лв./MWh - средна цена за достъп, изчислена спрямо прогнозните количества годишен, тримесечен, месечен и дневен капацитетен продукт, при което крайната прогнозна цена за новия регулаторен период достига 96,09 лв./MWh.

**Разходите за закупуване на квоти за въглеродни емисии** – прогнозиран са в размер на 197 880 хил. лв., като същите са изчислени с прогнозна цена от 92,30 евро/t. CO<sub>2</sub> съгласно формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации на ИАОС, при емисионен фактор и долна топлина на изгаряне на горивото за 2022 г. Общото прогнозно количество генерирани емисии от инсталациите на дружеството е в размер на 1 293 844 t, като за ценовия период са приспаднати по ½ от полагащите се безплатни емисии за 2023 г. и 2024 г. по Европейската схема за търговия с емисии в общ размер на 197 699 t. Общо предвидените за закупуване квоти за новия ценови период възлизат на 1 096 145 t.

**Разходите за вода, за закупена електрическа енергия и консумативи са**

планирани спрямо производствените нужди, съответстващи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия.

**Корекция по чл. 8, ал. 10** от НРЦТЕ – в резултат на съществените разлики между прогнозните цени и утвърдените помесечни цени за втори пореден регулаторен период „Топлофикация София“ ЕАД натрупва огромен размер недовзет приход и съответно изпитва сериозен ликвиден дефицит, който рефлектира в безпрецедентно нарастване на задълженията към обществения доставчик. В края на регулаторния период дружеството очаква да акумулира недовзет приход в прогнозен размер от 206 155 хил. лв. и посочва, че през последните два регулаторни периода е лишено от изключително голям финансов ресурс, което е предизвикало безпрецедентна ликвидна криза и е основната причина за увеличението дълг за природен газ, за отчетената загуба към 31.12.2022 г. Дружеството настоява пълният размер на формирания недовзет приход да бъде възстановен през регулаторния период 2023 г. – 2024 г., предвид затрудненото финансово състояние в резултат на увеличените разходи за основните суровини, които са изцяло присъщ и регулаторно признат разход, което ще стабилизира паричните потоци на дружеството и ще му позволи да обслужва текущите си задължения за природен газ.

**Регулаторната база на активите (РБА)** – РБА за новия ценови период е в размер на 465 620 хил. лв., изчислена в съответствие с чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ. Признатата стойност на активите е отчетената стойност на активите на дружеството към края на 2022 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Основните активи, формиращи РБА, са производствените централи и топлопреносната мрежа, както и всички прилежащи компоненти (тръбопроводи, абонатни станции, измервателни устройства и др.). В съответствие с Указания-НВ, за регулаторния период в стойността на дълготрайните активи не са включени извършваните преоценки на ДМА съгласно Международните счетоводни стандарти, почивните станции и имотите, отдадени под наем, както и е приспадналата стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин в размер на 55 619 хил. лв.

**Необходимият оборотен капитал** е изчислен като 1/8 от годишните разходи за дейността след приспадане на разходите за амортизации съгласно т. 32.5. от Указания-НВ и е в размер на 133 570 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между топлинна и електрическа енергия и разделно и комбинирано производство е извършено на база дела на дълготрайните активи за съответния продукт/метод на производство. Разпределението между производство и пренос е извършено като 1/8 от признатите разходи с приспадналата амортизация за съответната дейност.

**Норма на възвращаемост** – общата норма на възвращаемост на капитала за ценови период 2023 г. – 2024 г. е изчислена съгласно Указания-НВ в размер на 4,45%, преди данъци като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2022 г. Съгласно разпоредбите на т. 34 Указания-НВ в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат. Използвана е примерна норма на възвращаемост на собствения капитал в размер на 4,00%, равна на утвърдената от Комисията за последния регулаторен период. Нормата на възвращаемост на привлечения капитал е в размер на 5,047% и е формирана от лихвата по сключения през 2020 г. договор за заем с банка.

„Топлофикация София“ ЕАД е отчетела приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 570 044,84 лв., като заявява, че стойността им не е включена в отчетните и прогнозни ценообразуващи елементи.

**Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 277,35 MW.**

#### **Образуване на цените:**

1. В Справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации, отнесени към електрическата енергия и към

производството и преноса на топлинна енергия, са коригирани, в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- прогнозните разходи за ремонт, разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (социални осигуровки и социални разходи), разходите за въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи и за квалификация, са коригирани на база отчетните данни за базисната година, завишени със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ и при спазване на т. 1, т. 1.2 и т. 1.3 от общия подход;

- Разходи за инкасиране на топлинна енергия не са признати, тъй като не се считат за присъщи разходи за лицензионната дейност.

- разходите за емисии CO<sub>2</sub> са коригирани от 197 880 хил. лв. на 188 658 хил. лв. или с 9 222 хил. лв., като необходимите количества, предложени за утвърждаване от дружеството през новия ценови период в размер на 1 096 145 t се умножат по икономически обосновааната цена на емисиите за периода от 88,00 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 1 096 145 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 88,00 евро/t (172,11 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 172,11 лв./t. X 1 096 145 t = 188 658 хил. лв.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 902 527 MWh (19,63%) на 689 576 MWh (15,0%) или с 212 951 MWh, в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопотеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружеството, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 94,22 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,05 + 1,80 = 2,85 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 97,07 лв./MWh.**

**Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:**

## Ниво 0

## Корекции на НП за отчетния период на "Топлофикация София" ЕАД съгласно чл. 24

## 1. Корекция по природен газ

		2022/2023												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	251 745	245 723	261 468	291 224	637 728	958 553	1 001 796	941 974	911 118	481 446	299 711	274 159	6 556 644
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45
Цена на пр. газ, Цтърговец	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	74,59	150,05
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-17 048,20	-44 092,49	-61 382,14	-33 464,53	-2 908,04	-26 494,40	-60 989,32	-5 548,23	10 669,19	9 768,55	12 258,17	13 598,27	-205 633
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	149,81
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,74	
Цена на пр. газ, Ццп	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	149,81

## 2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	1 013 941
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	82,43
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	17 590,07

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-332 270,16	-335 509,55	-3 239,39

$$Ht = Qg * (Цпг - Ццп)t + Qe * (Цпе - Цп)t \pm Pt-1 = -191 282,49$$

**„Топлофикация София“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-01-12 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

1. По отношение на **технологичните разходи по преноса на топлинна енергия**, дружеството възразява срещу извършената корекция, с намаление от 212 951 MWh, до достигане на 15% от отпуснатата от топлоизточниците топлинна енергия. Посочва, че има най-нисък процент на загуби по преноса в сравнение с всички топлофикационни дружества в страната, като през последните 10 години размерът им варира между 18 и 20%. Счита, че намалението на технологичните разходи по преноса е необосновано технически, както и увеличаването на реализираната топлинна енергия. Разполага с топлопреносна мрежа (ТПМ) с дължина 1 030 км, от които 60,9% са положени в канали и тунели, 36,6% са предварително изолирани тръби и 2,5% въздушно положени. Дружеството посочва, че съобразно чл. 638 от Наредба № 9 за техническа експлоатация на електрически централи и мрежи, дефиниращ допустимото количество добавъчна вода, „Топлофикация София“ ЕАД по отчетни данни не надвишава нормите. След направени изчисления от експерти на дружеството, при напълно новоизградена ТПМ, изцяло от безканално положени, предварително изолирани тръби, загубите от излъчване на топлинна енергия в околната среда на годишна база се оценяват на 8,6%, а загубите от собствено потребление (деаерация и подгриване на добавъчна вода) на годишна база се оценяват на 3,9% или общо 12,5%, като не са добавени загубите от пропуски на топлоносител по преноса. Взимайки предвид спецификата на инфраструктурата на столицата и необходимостта от предимно канално и тунелно полагане на топлопроводите, признатите от КЕВР загуби от 15% са физически и технологично достижими единствено при напълно рехабилитирана ТПМ. Дружеството заявява, че корекцията на технологичните разходи и съответното завишение на количеството на топлинната енергия, което няма да е в състояние да реализира, ще доведе до директна финансова загуба, възлизаща на близо 29,3 млн. лв.
2. По отношение на **разходите за инкасиране на топлинна енергия**, дружеството възразява срещу определянето им като неприсъщи за лицензионната дейност и цялостното им непризнаване за регулаторни цели, като отбелязва, че този разход до настоящия регулаторен преглед винаги е признаван за ценообразуващ. Разходите за инкасиране на топлинна енергия са формирани изцяло от договорните отношения на дружеството с фирмите, предоставящи платежни услуги. Посочва, че тази възможност за заплащане има изключително важно значение за текущата събираемост на дружеството и положителни ефекти. Отбелязва, че тази корекция ще доведе до директна загуба от близо 5,3 млн. лв. Дружеството има сключени договори с платежни оператори със срок до м. ноември 2025 г.
3. По отношение на **разходите за персонал** възразява срещу извършената корекция, посочвайки, че за поредна година ще рефлектира негативно както върху ликвидността и финансовия резултат на дружеството, така и върху възможността „Топлофикация София“ ЕАД да бъде привлекателно работно място за квалифицирани млади специалисти. Дружеството посочва, че нарастването на разходите за персонал е обусловено от инфлационните процеси и ръста на минималната работна заплата, като през последните години ръководството прилага целенасочена политика по човешките ресурси, която е комбинация от постоянно търсене на възможности за редуциране на персонала чрез модернизация и оптимизация на бизнес процесите, като се осъществява плавно нарастване на възнаграденията. Отбелязва, че средната заплата в дружеството е 2 096 лв., докато по данни на НСИ средната брутна заплата в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“ през 2022 г. е 2 558 лв. или приблизително 22 % по-висока.
4. По отношение на **нормата на възвращаемост** дружеството заявява, че размерът ѝ

следва да бъде преразгледан и да бъде увеличен от 4,45% на 7,39%. В тази връзка счита, че при окончателното определяне на цените, нормата на възвръщаемост на собствения капитал следва да се актуализира, чрез прилагане на използвания от КЕВР при предходните регулаторни прегледи модел за оценка на финансовите активи (Capital Assets Pricing Model – CAPM. На база на описани изходни данни и прилагане на формулата за определяне на цената на собствения капитал по модела CAPM, нормата на възвръщаемост на собствения капитал е в размер на 6,67%. При залагане в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ на ценовия модел актуалната норма на възвръщаемост на собствения капитал, среднопретеглената норма на възвръщаемост за дружеството преди данъчно облагане е в размер на 7,39%.

5. По отношение на корекцията на **разходите за ремонт и разходи за въоръжена охрана**. Дружеството не е съгласно с корекцията на **разходите за ремонт** и намалението им за регулаторния период с 1 944 хил. лв. спрямо заявените, като счита, че намаляването им не кореспондира с мотивите на Комисията за намаляване на технологичните разходи по преноса, в резултат на планираните инвестиционни и ремонтни дейности. Също така, посочва, че в т. 1.2. от приложените към заявлението документи, „Топлофикация София“ ЕАД е представила подробни справки за отчетените през 2022 г. и планираните за регулаторния период ремонтни разходи, по позиции и стойности за всеки от четирите топлорайона, поради което счита, че заявените разходи за ремонт следва да бъдат признати в пълен размер. Относно извършената корекция на **разходите за въоръжена и противопожарна охрана** дружеството отбелязва, че размерът им е планиран в съответствие с поетите договорни отношения на дружеството, свързани с предоставянето на услуга по въоръжена физическа охрана на лицензионните обекти на „Топлофикация София“ ЕАД, като планираното увеличение спрямо 2022 г. е резултат изцяло от увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.04.2022 г. и от 01.01.2023 г., което дава отражение в нарастване на единичната цена за охранител съгласно действащия договор. В сумата са включени и разходи за противопожарна охрана по договори за Абонаментно техническо обслужване на пожарогасители и вътрешни пожарни кранове и абонаментно поддържане, сервиз и проверка на ПИИ и ПГИ, в съответствие с нормативните изисквания.
6. По отношение на **разходите за амортизация в преноса**, дружеството възразява срещу намаляването на признатите разходи за амортизация с общо 4 699 хил. лв. Счита, че непризнаването за регулаторни цели на пълния размер на разходите за амортизация е сред причините за ограничените възможности на дружеството да осигури необходимия инвестиционен ресурс за поддръжка и модернизация на производствените мощности и топлопреносната мрежа, което в дългосрочен план неизменно води до увеличаване на загубите по мрежата, влошаване качеството на услугата и експлоатационните показатели на съоръженията.

В заключение, дружеството настоява да се увеличи преференциалната цена на електрическата енергия, респективно премията, като се запази цената на топлинната енергия, определена в Доклада.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

- 1. Възражението на дружеството относно направените корекции на количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса и за реализация не се приема.**

За целите на ценовото регулиране в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в

резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага и поради необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:



- заявени за новия ценови период – 19,63%;
- отчетени за 2022 г. – 19,48%;
- признати за новия ценови период – 14,25%.

## **2. Възражението по отношение на цялостното непризнаване за регулаторни цели на разходите за инкасиране на топлинна енергия се приема.**

Корекцията е отразена в Справка № 1 „Разходи за производство“ до размера на отчетените от дружеството разходи за инкасиране на топлинна енергия за 2022 г., завишен с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 15,3% за периода януари 2022 г. – декември 2022 г. спрямо периода януари 2021 г. – декември 2021 г.

Разходите за инкасиране на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 5 331 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 4 105 хил. лв.;
- признати за новия ценови период – 4 735 хил. лв.

## **3. Възражението по отношение на корекциите на разходите за заплати и възнаграждения за персонала не се приема.**

С ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на конкретната икономическа ситуация. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата топлоснабдяване от друга. По отношение на разходите за възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски, са допуснати увеличения на стойностите в сравнение с отчетените през изминалия регулаторен период с 15,3 % средногодишна инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо същия период на 2021 г. в съответствие с официални данни от НСИ. Инфлацията е измерена чрез Индекс на потребителските цени, който е официалният измерител на инфлацията в Република България.

Няма материалноправна разпоредба, която да изисква разходите за заплати и възнаграждения да се определят на база средна заплата в сектора или в региона. Дружеството има самостоятелност, в рамките на която може да увеличи заплатите в рамките на спестени разходи по целия технологичен процес при условията на добър мениджмънт. Увеличението на работните заплати до достигане на средните за отрасъла ще става плавно в годините, а не шоково увеличение на цените за клиентите. Достигането до средната заплата в отрасъла е процес, обвързан и с други условия и при наличие на възможност.

Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

Комисията е коригирала разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (осигурителни вноски и социални разходи) на база отчетените за базисната година, които е завишила със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ, в съответствие с т.1.3 от общия подход.

Разходите за заплати и възнаграждения са следните:

- заявени за новия ценови период – 65 799 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 52 626 хил. лв.;
- признати за новия ценови период 60 678 хил. лв.

## **4. Възражението по отношение на нормата на възвръщаемост не се приема.**

Комисията е приела предложената от дружеството стойност на нормата на

възвръщаемост, посочена в Справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“,

**Нормата на възвръщаемост на капитала** е изчислена от „Топлофикация София“ ЕАД в размер на 4,45%, при следните параметри: дял на собствения капитал – 98,86%; дял на привлечения капитал – 1,14%, както и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 4%.

#### **5. Възражението по отношение на корекция на разходите за ремонт и разходи за въоръжена охрана не се приема.**

С ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на конкретната икономическа ситуация. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата топлоснабдяване от друга. По отношение на разходите за ремонт и въоръжена охрана, които са условно-постоянни разходи, са допуснати увеличения на стойностите в сравнение с отчетените през изминалия регулаторен период с 15,3 % средногодишна инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо същия период на 2021 г. в съответствие с официални данни от НСИ. Инфлацията е измерена чрез Индекс на потребителските цени, който е официалният измерител на инфлацията в Република България.

Комисията счита, че за целите на регулирането, коригирането на разходите за ремонт е извършено при съблюдаване на т. 1.2 от общия подход. Дружеството следва да извършва необходимото планиране, при минимални разходи и средства, и да извършва ремонти с нужното качество, така че да не се застрашава безопасната експлоатация на производствените и топлопреносните съоръжения, както и сигурността и качеството на топлинната и електрическата енергия, доставяна на клиентите на дружеството. Комисията няма задължение да отразява в цените предвидените нива на ежегодните повишения на разходи за ремонти. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за ремонти, свързани с лицензионната дейност, следва да бъдат по-високи, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

Не могат да бъдат приети доводите на дружеството по отношение на разходите за въоръжена охрана и обвързването им с увеличението на минималната работна заплата считано от 01.04.2022 г., доколкото посоченото увеличение е включено в отчетените разходи за 2022 г., които са приети от КЕВР и допълнително завишени с 15,3 % средногодишна инфлация.

Комисията е коригирала разходите за ремонт и въоръжена охрана в съответствие с т.1 и т.1.2 от общия подход.

Разходите за ремонт са следните:

- заявени за новия ценови период – 6 702 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 4 127 хил. лв.;
- признати за новия ценови период 4 575 хил. лв.

Разходите за въоръжена охрана са следните:

- заявени за новия ценови период – 4 511 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 3 542 хил. лв.;
- признати за новия ценови период - 4 084 хил. лв.

#### **6. Възражението по отношение на разходите за амортизация в преноса не се приема.**

Разходите за амортизации за регулаторни цели са изчислени на база отчетната стойност на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти при

15 г. за активите в производството и 30 г. за активите в преноса на топлинна енергия. При определяне на амортизационните квоти е съобразен техническият полезен живот на активите, като по отношение на активите в преноса са взети предвид извършените инвестиции в мрежата с подмяна на тръбите с предварително изолирани, което води до по-дълъг полезен живот.

Комисията е коригирала разходите за амортизации в преноса в съответствие с т.1.1 от общия подход.

Разходите за амортизации са следните:

- отнесени към топлинната енергия производство – заявени 12 549 хил. лв.;
- отнесени към топлинната енергия пренос – заявени 18 796 хил. лв.;
- отнесени към топлинната енергия производство – коригирани 14 466 хил. лв.;
- отнесени към топлинната енергия пренос – коригирани 12 641 хил. лв.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация София“ ЕАД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Топлофикация София“ ЕАД</b>			
<b>Справка № 1 – „Разходи“</b>	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение, %</b>
<b>I. Условно-постоянни разходи, хил. лв., в т.ч.:</b>			
1. Разходи за амортизации, отнесени към електрическата енергия, хил. лв.	3 572	3 111	-12,90
2. Разходи за амортизации, отнесени към производството и преноса на топлинната енергия, хил. лв.	31 345	27 107	-13,52
3. Разходи за ремонт, отнесени към производството на електрическа енергия, хил. лв.	348	263	-24,42
4. Разходи за ремонт, отнесени към производството и преноса на топлинната енергия, хил. лв.	3 703	3 389	-8,48
5. Разходи за ремонт, отнесени към двата продукта, хил. лв.	2 651	1 105	-58,43
6. Разходи за заплати и възнаграждения, хил. лв.	65 799	60 678	-7,78
7. Начисления, свързани с разходите за заплати (социални осигуровки и социални разходи), хил. лв.	29 688	27 436	-7,58
8. Разходи за въоръжена и противопожарна охрана, хил. лв.	4 511	4 084	-9,46
9. Експертни и одиторски разходи, хил. лв.	346	223	-35,55
10. Инкасиране на топлинна енергия, хил. лв.	5 331	4 735	
11. Квалификация, хил. лв.	232	180	-22,41
<b>Справка № 2 – „РБА“</b>			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	465 620	464 095	-0,33
<b>Справка № 5 – „ТИП в преноса“</b>			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	19,63	14,25	-5,23
2. Топлинна енергия за разпределение - с	3 694 643		+6,70

гореща вода, MWh		3 942 074	
------------------	--	-----------	--

След извършените корекции и в съответствие с общия подход, са изчислени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация София“ ЕАД	лв./MWh , без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>955,92</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>714,94</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>137,93</b>
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	<b>133,79</b>

#### Ценообразуващи елементи на изчислените цени:

- Необходими годишни приходи – 1 112 194 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 091 514 хил. лв., от които условно-постоянни – 156 079 хил. лв. и променливи – 935 435 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 464 713 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,45%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 757 993 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 942 074 MWh.

#### 2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-49-4 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 169,36 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 168,36 лв./MWh;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 531,80 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС,	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %

	лв./MWh			
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	598,52	465,58	531,80	+14,22
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	137,66	137,66	169,36	+23,03
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 1 от ЗЕ	136,66	136,66	168,36	+23,20

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с прогнозна цена на природен газ – 1 077,74 лв./кнм<sup>3</sup>.

Като приложение към заявлението е представено искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсирани на разходи, произтичащи от наложени задължения на дружеството, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност през ценовия период м. юли 2023 г. – м. юни 2024 г., които са изчислени от дружеството в размер на 479 353 лв. без ДДС. Посочва се, че тези средства ще бъдат за изпълнение на мерки за повишаване на енергийната ефективност, с които „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД ще изпълни определената му за периода от 01.01.2023 г. до 30.06.2024 г. цел за енергийни спестявания при крайното потребление на енергия.

С писмо с изх. № Е-14-49-4 от 12.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация по отношение на обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, която е представена с писмо с вх. № Е-14-49-4 от 25.04.2023 г.

**„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е представило следната обосновка:**

**Очаквано количество топлинна енергия, отпускана към топлопреносната мрежа за ценовия период** – прогнозните количества отпусната топлинна енергия към топлопреносната мрежа са в размер на 322 816 MWh, които са планирани на база очакваната реализация, технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, при външни температури на въздуха характерни за гр. Пловдив и тенденцията в потреблението през последните години. Анализът на дружеството показва, че не се очаква значителна промяна на реализацията на топлинна енергия за следващия ценови период.

**Прогноза на собственото потребление на топлинна енергия в топлоизточниците за ценовия период** – дружеството отчита топлинна енергия за собствени нужди през 2022 г. в размер на 9 756 MWh и за новия ценови период прогнозира топлинната енергия за собствени нужди в размер на 10 000 MWh, като посочва, че планираното увеличение с 244 MWh се дължи на лекия ръст в топлинната енергия за отопление на работните помещения и увеличение на потреблението на топлинна енергия с пара поради увеличение на работните часове на инсталацията Когенерация спрямо 2022 г. Общата продължителност на работа на всички водогрейни котли се очаква да бъде 4 147 часа.

**Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи** – са в размер

на 9 250 MWh и дружеството посочва, че съответстват на достигнатите нива през последните шест години. В резултат от отстранените пробиви през 2022 г. дружеството отчита тенденция за намаление на загубите на топлинна енергия от подпитка, при което прогнозира технологични разходи на топлинна енергия от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа в размер на 14 500 MWh. Дружеството прогнозира загубите на топлинна енергия от излъчване в размер на 89 227 MWh, като това количество представлява намаление с 21 609 MWh спрямо най-добрия постигнат резултат през ценовия период 2019 г. – 2020 г., когато дължината на топлопреносната мрежа е била в размер на 182,5 km. Въз основа на така описаните елементи на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, за новия ценови период дружеството прогнозира технологичните разходи по преноса на топлинна енергия да бъдат 112 977 MWh или 35,00% от прогнозното производство на топлинна енергия, като са посочени аргументи в тази посока (дълга топлопреносна мрежа със сравнително ниска плътност).

**Прогнозното количество електрическа енергия за собствени нужди и трансформация** е в размер на 10 140 MWh, което е с 836 MWh повече от отчетеното през 2022 г. Завишението основават на по-продължително използване на инсталацията, през което време необходимата електрическата енергия няма да се закупува, а ще е собствено производство. Дружеството планира електрическата енергия за собствени нужди за производство на топлинна енергия да се увеличи със 184 MWh, което се дължи на по-продължителната работа на Когенерацията спрямо 2022 г. За инсталация Когенерация, за ценовия период предвижда един по-продължителен престой за ремонт за 7 календарни дни през месец октомври 2023 г.

**Регулаторна база на активите** – стойността на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията е калкулирана съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ. Активите за новия ценови период са базирани на одобрените с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., като към тях са добавени придобитите за периода и са извадени отписаните активи и амортизационните отчисления. Основни позиции са производствените централи и топлопреносната мрежа с всички прилежащи ѝ компоненти. Активите на производствена Когенерационна централа са разпределени в групи според тяхното предназначение и функционалност спрямо това дали служат само за производство на електричество, само за производство на топлинна енергия или служат за производството и на двата продукта. С цел оптимизация на производството и подобряване на технико-икономическите и екологични показатели през 2022 г. на площадките на ТЕЦ „Пловдив – Север“ (3 броя) и ОЦ „Пловдив Юг“ (2 броя) са въведени в експлоатация водогрейни котли с номинална мощност от 19 MW всеки. Съоръженията представляват подмяна на вече изведени от експлоатация енергийни съоръжения и ще служат за покриване на върхови товари при нужда от по-големи топлинни мощности в топлопреносната мрежа, както и при невъзможност да бъде използвана основната производствена когенерационна централа. Новоизградените съоръжения притежават горивна инсталация от съвременен тип с по-добри технологични и екологични показатели от заместените, като са проектирани да покриват съвременните критерии за висока ефективност при производство на топлинна енергия, както и да изпълняват изискванията по отношение на екологичните норми. Новоизградените активи служат само за производство на топлинна енергия и стойността им е отнесена в частта за топлинна енергия в разделно производство. Увеличението на РБА за производство на топлинна енергия се отразява на цената на топлинната енергия чрез признаването на тяхната възвръщаемост, като води до нейното повишаване. Стойността на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи ѝ компоненти, са отнесени към РБА, свързани с преноса на топлинна енергия. Други активи, свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.), се разпределят между активите за производство и активите за пренос на база коефициент, получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2022 г., съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За периода януари-

декември 2022 г. съотношението на отработените часове за дейности, свързани с производство, са 97 926 часа, а тези свързани с пренос 93 107 часа. На тази база 51% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределят за производство на енергия, а 49% се разпределят за пренос на топлинна енергия.

**Необходим оборотен капитал (НОК)** – той е изчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не са включени разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. Към НОК дружеството е включило и разходите представляващи корекции на установени разлики от предходни ценови периоди съгласно чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, тъй като счита, че това са оборотни средства, които не са били включени в предходно ценово решение на КЕВР. В резултат на направените изчисления, дружеството предлага да се утвърди НОК в размер на 16 184 хил. лв. Получената сума за НОК се разпределя между производството и преноса на топлинна енергия чрез „Коефициент за разпределение на горивото при комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия“. В калкулацията са включени финансираня на обща стойност 378 хил. лв. След направените изчисления за РБА дружеството е получило 171 689 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане е изчислена по формулата, съгласно чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ. За изчисляване на цената на собствения капитал за новия ценови период „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД предлага използването на „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Pricing Model - CAPM), а за източници на информация за определяне на стойностите: БНБ и Aswath Damodaran. Дружеството е получило Безрискова премия – 1,64%. Въз основа на използваните източници, дружеството посочва, че безлостовият  $\beta$  коефициент за дружествата в енергийния сектор в Европа е 0,50, а този коефициент, при капиталова структура (15,4/84,6) и размер на данъчната ставка 10%, се преобразува в лостов  $\beta$  коефициент със стойност – 0,584. Дружеството предлага Пазарна рискова премия в размер на 8,70%, която е получена като сбор от стойностите на системния риск (5,94%) и специфичния държавен риск за България (2,76%). След извършените изчисления, дружеството е получило Норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 6,72%, а Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в размер на 4,40% и е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал. В резултат на извършените от дружеството изчисления, е получена Норма на възвръщаемост на капитала – 6,99%.

#### **Условно-постоянни разходи**

**Разходи за амортизации** – планирани са в размер на 13 036 хил. лв., на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията. Симулацията на активите в позиции „Сгради“, „Транспортни средства“, „Стопански инвентар“ и „Други дълготрайни материални активи“ е изготвена на база балансовата стойност на активите към 31.12.2022 г., изчислена съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ. Разходите за амортизация на активите от позиция „Машини, съоръжения и оборудване“ са изчислени за регулаторни цели на база отчетната стойност на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти при 15 г. за активите в производството и 35 г. за активите в преноса на топлинна енергия. Разходите за амортизация се разпределят спрямо съответните активи, от които произхождат, на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и общи разходи за двата продукта. Амортизацията на активите от производствените централи е разпределена съответно според тяхното предназначение и функционалност, спрямо това какъв продукт произвеждат (електрическа, топлинна енергия или и двата вида енергия). Амортизацията на въведените в експлоатация на площадките на ТЕЦ „Пловдив Север“ – 3 броя и ОЦ „Пловдив Юг“ 2 броя водогрейни котли с номинална мощност от 19 MW всеки

се отнася директно към разходите за производство на топлинна енергия, тъй като тези активи служат само за производство на топлинна енергия. Амортизацията на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи ѝ компоненти, са отнесени към разходи по преноса на топлинна енергия.

**Разходи за ремонт** – планирани са по обекти в ремонтна програма в общ размер на 563 хил. лв., за поддържане в изправно и безопасно състояние на съоръженията за производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия.

**Разходи, свързани с персонала** – планирано е увеличение на тези разходи, като се предлага да бъдат в размер на 5 193 хил. лв., която сума е формирана от разходи за заплати и възнаграждения в размер на 4 181 хил. лв. и начисления, свързани с действащото законодателство в размер на 1 012 хил. лв. Посочено е единствено, че увеличението се дължи на нарастване на разходите за заплати и възнаграждения в дружеството. Дружеството посочва, че в тези разходи не са включени разходи, непризнати за целите на ценовото регулиране съгласно чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ.

**Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – планирано е увеличение с 5,2% до 10 453 хил. лв., като тези разходи са планирани на база на отчетните разходи през 2022 г., индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 15,3% за периода януари 2022 г. – декември 2022 г. спрямо периода януари 2021 г. – декември 2021 г.

**Вътрешно-групови разходи, свързани с дейността** – планирани са в размер на 3 456 хил. лв. и включват проектно-консултантски услуги, административни и технически услуги, както и услуги по договор за командироване на персонал за по-ефективно извършване на основните дейности.

**Приходи от присъединяване и услуги** – планирани са в размер на 174 хил. лв., като са получени на база отчетни данни за приходите от услуги, индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 15,3% за периода януари 2022 г. – декември 2022 г. Планираните приходи са от: услуги за дялово разпределение на топлинна енергия, включително доставка и монтаж на уреди за дялово разпределение, присъединяване на нови клиенти и приходи от услуги, директно възлагани от клиенти.

Прогнозните условно-постоянни разходи за новия ценови период са в общ размер на 29 045 хил. лв.

**Променливи разходи** – планирани са в размер на 143 551 хил. лв., което е намаление с 5,3%.

**Разходи за материали** – дружеството посочва, че се наблюдава намаление на разходите за материали спрямо базисната 2022 г., като основна тежест има разходът за природен газ. Прогнозните разходи са изчислени с цена на природен газ базирана на сетълмент цени за финансов фючърс за хъб ТТФ от ЕЕХ към ден на търговия 10.03.2023 г., предвид Методиката за ценообразуване на „Булгаргаз“ ЕАД.

**Разходи за закупена електрическа енергия** – планирани са по месеци и по видове напрежение (високо, средно и ниско), като общият размер на разходите е 1 237 хил. лв. Те са планирани спрямо производствените нужди на дружеството, в съответствие с планираните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период.

**Разходите за вода** са с прогнозна стойност от 137 хил. лв. и са планирани по месеци и по видове консуматори спрямо производствените нужди на дружеството, в съответствие с прогнозните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период. Към общите разходи са включени и разходи за канализация, отвеждане и пречистване на потребените количества вода.

**Разходите за консумативи** са с прогнозна стойност от 237 хил. лв. и също са планирани спрямо производствените нужди на дружеството, в съответствие с прогнозните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период.

**Разходът за акциз на природния газ** възлиза на 1 140 хил. лв.

Дружеството посочва, че в променливите разходи не са прогнозирани разходи за



външни услуги.

**Разходи за въглеродни емисии** са определени като от реално емитираните от инсталациите парникови газове при производството са приспаднати предвидените безплатни квоти и са остойностени с цена на емисиите базирана на фючърс за EUA от EEX към ден на търговия 22.03.2022 г. (Futures Market на EEX). Дружеството посочва, че съгласно разпоредбите на Делегиран Регламент 2019/331 за определяне на валидни за целия Съюз преходни правила за хармонизирано безплатно разпределение на квоти за емисии в съответствие с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕС, за периода 2021 г. – 2025 г. на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД предварително са разпределени общо 81 299 безплатни квоти, като за 2022 г. са 16 548, а за 2023 г. са 16 929. За периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. дружеството прогнозира за закупуване общо за двете централи (ТЕЦ „Север“ и ОЦ „Юг“) 132 201 t CO<sub>2</sub> квоти, при цена 193,87 лв./t или прогнозните разходи възлизат в размер на 25 629 хил. лв.

**Разходи за балансиране** по Правилата за търговия с електрическа енергия – прогнозираните са в размер на 423 хил. лв. на база сумарен небаланс в размер на 2,5% от планираните продажби на електрическа енергия, остойностени със среднопретеглените цени за отчетния период 2022 г.

В обосновката дружеството е представило извършени изчисления относно корекциите на разходите за природен газ и за CO<sub>2</sub> квоти.

В Искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ, което е приложение към заявлението за цени за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., дружеството отправя искане за включване в необходимите приходи на ЕВН ТР на сумата от 3 279,9 лв. без ДДС за годишни индивидуални цели за енергийни спестявания в размер на 0,57 GWh, представляващи необходими годишни приходи за периода от 01.01.2021 г. до 30.06.2023 г. за финансиране на мерки при крайните клиенти за повишаване на енергийната ефективност. В тази връзка, са изложени съответните доводи.

**Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 80,0 MW.**

#### **Образуване на цените:**

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (социални осигуровки и социални разходи) са увеличени на база отчетните данни за базисната година, със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ и при спазване на т. 1.2 и 1.3 от общия подход;

- разходите за мениджърски и консултантски (по договор за командироване), за счетоводство и други финансови разходи, човешки ресурси, правни и корпоративни въпроси, клиентско обслужване и разходи за координатор на балансираща група не са признати като част от условно-постоянните разходи, тъй като са неприсъщи за лицензионните дейности и не следва да бъдат заплащани чрез цените на енергията от клиентите на дружеството, като корекциите са направени и в съответствие с общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

- разходи за балансираща енергия, като част от променливите разходи не са признати, като корекцията е направена в съответствие с т. 1.4 от общ подход;

- разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност през ценовия период 01.07.2023 – 30.06.2024 г. не са признати. Дружеството е направило обща оценка, без обосновка и без доказателства дали са извършени тези разходи, какви мерки са предприети и как са остойностени.

- корекциите за природен газ и за CO<sub>2</sub> квоти, посочени от дружеството в Справка № 1 „Разходи“ не се признават като ценообразуващ елемент, формиращ променливите разходи. Следва да се има предвид, че след извършено преизчисление в отделна справка, необходимите годишни приходи на дружеството са коригирани с получената разлика, в съответствие с чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ.

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 132 201,00 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 172,11 лв./t. X 132 201,00 t = 22 753 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 78 345,00km<sup>3</sup>.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации;

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи на топлинна енергия по преноса са намалени, в контекста на извършените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от приетия общ подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружеството, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 91,92 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,86 + 3,05 = 3,91 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 95,82 лв./MWh.**

Ниво 0

**Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:****1. Корекция по природен газ**

		2022/2023 г.												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	45 500	21 743	46 301	53 225	76 986	102 783	103 037	92 196	90 870	67 063	52 570	49 240	<b>801 513</b>
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	117,32	117,32	117,32	117,32	117,32	117,32	117,32	117,32	117,32	117,32	117,32	117,32	<b>117,32</b>
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	181,23	294,47	343,65	226,78	120,72	143,27	178,54	124,14	106,74	95,87	96,43	97,42	<b>152,82</b>
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-3 020,35	-3 888,93	-10 700,58	-6 001,15	-349,99	-2 812,07	-6 348,82	-637,78	961,61	1 361,85	2 090,71	2 386,65	<b>-26 959</b>
<b>Цена на пр. газ, Цбг</b>	<b>BGN/MWh</b>	<b>186,17</b>	<b>297,89</b>	<b>353,21</b>	<b>233,36</b>	<b>123,01</b>	<b>146,09</b>	<b>179,33</b>	<b>124,34</b>	<b>106,74</b>	<b>98,16</b>	<b>77,55</b>	<b>68,85</b>	<b>152,09</b>
		-4,94	-3,42	-9,56	-6,58	-2,29	-2,82	-0,79	-0,20	0,00	-2,29	18,88	28,57	
Цена на пр. газ, Цпl	BGN/MWh	183,70	296,18	348,43	230,07	121,87	144,68	178,94	124,24	106,74	97,01	77,55	68,85	<b>150,95</b>

**2. Корекция по въглеродни емисии**

Количество, Qe	тона	<b>120 444</b>
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	<b>91,30</b>
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	<b>82,43</b>
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	<b>2 089,49</b>

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
<b>-34 682,91</b>	<b>-36 173,57</b>	<b>-1 490,66</b>

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_t) + Q_e * (C_{пе} - C_t) - P_{t-1} = \boxed{-26 360,02}$$

**„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-49-7 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

1. По отношение на т.нар. **„Вътрешногрупови разходи, свързани с дейността“** дружеството не е съгласно с непризнаването им. Дружеството посочва, че има право да възлага изпълнението на отделни части от лицензионната дейност или на други, свързани с нея дейности на трети лица. Именно от тази възможност се е възползвало, като е възложило извършването на административни дейности на „ЕВН Център за услуги“ ЕООД (дружество, свързано с ЕВН ТР). Това е направено с цел оптимизиране на дейността и по-ефективно изпълнение на лицензионните задължения. С цел избягване на дискриминация по отношение на другите дружества в сектора, при които тези разходи са признати (ако и не под наименованието „Вътрешногрупови разходи, свързани с дейността“) счита, че подходът следва да се коригира и вътрешногруповите разходи, свързани с дейността да се признаят изцяло.
2. По отношение на **разходите за балансиране** дружество посочва, че непризнаването на присъщо-необходими разходи и не включването им в цените, във всеки случай се отразява в непълно възстановяване на икономически обосноващите разходи за дейността и намаление на утвърдената възвръщаемост.
3. По отношение на **технологичните разходи на топлинна енергия по преноса** дружество посочва, че липсва каквато и да е обосновка за драстичното намаляване на процента на технологичните загуби, като предполага, че е техническа грешка, допусната при коригирането на тази компонента. Заявява, че въпреки усилията, които полага и дори (чисто хипотетично) да се предположи, че разполага с необходимите ресурси за целта, на практика е невъзможно технологичните загуби по мрежата да се намалят с повече от 50 % само за една година.
4. По отношение на **корекцията по въглеродни емисии** посочва, че заявеното необходимо количество емисии въглероден диоксид в размер на 124 741 t е намалено на 120 444 t, без да е посочена причината за това.
5. По отношение на **корекцията по природен газ** дружеството посочва, че при изчисляване на тези разходи е приложена средногодишна прогнозна цена на природния газ, а не цена по тримесечия, което е в разрез с изложеното в т. 11 от общия подход. Дружеството счита, че този подход води до изкривяване на размера на признатите разходи и е редно да се приложи прогнозна цена по тримесечия, както правилно е посочено в т. 11, а не средногодишна прогнозна цена, както това е направено в т. 1 от таблицата, съдържаща се на стр. 38 от Доклада.
6. По отношение на **корекцията за период Pt-1** дружеството посочва, че за поредна година калкулация на разликата между прогнозните и отчетните разходи, формиращи разходите за природен газ и за квоти за въглеродни емисии за предходния ценови период (корекция Pt-1), е извършена погрешно. Твърди, че в заявлението, във основа на задълбочен анализ и изчисления, основани на реално постигнатите цени на природния газ за периода от 01.7.2021 г. до 30.6.2022 г., се обосновава, че следва да бъдат признати допълнителни разходи за природен газ в размер от 1 367 хил. лв. Съответно, що се отнася до разходите за въглеродни емисии, то те следва да се коригират допълнително с 950 хил. лв., което е резултат на разликата между прогнозните и реалните разходи, използвани за определяне на Нt-1. Тези разлики, възлизащи общо на 2 317 хил. лв. (ведно със сумата от 903 хил. лв. за ценовите периоди, предхождащи период Pt-1), не само не са отчетени, но и без ясна мотивировка е посочено, че променливите разходи за природен газ и въглеродни емисии следва да се намалят с още 407,83 хил. лв. (видно от таблица на стр. 38), което намаление остава изцяло необосновано от Комисията.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**1. Възражението по отношение на „Вътрешногрупови разходи, свързани с дейността“ се приема.**

Разходите за: мениджърски и консултантски услуги, счетоводни и др. финансови дейности, човешки ресурси, правни и корпоративни въпроси, покупки и склад, клиентско обслужване и разходи за координатор на балансираща група са приети до нивото на отчетената стойност за 2022 г и отразени в справка № 1 „Разходи за производство“ в съответствие с особеностите на организационната структура на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД.

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ (в т.ч. вътрешногрупови разходи, свързани с дейността), са като следва:

- заявени за новия ценови период – 10 453 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 8 774 хил. лв.;
- признати за новия ценови период – 10 162 хил. лв.

Разходите за закупена енергия в производството са приети до нивото на отчетената стойност за 2022 г.

**2. Възражението по отношение на разходите за балансиране не се приема.**

Разходи, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия и на природен газ, не са включени в цените, след направен анализ на реалните възможности за тяхното минимизиране и компенсиране чрез съответните количества. В допълнение следва да се отбележи, че със Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ДВ, бр. 38 от 2018 г.) е отменена разпоредбата на чл. 31, т. 2, б. „ж“ от ЗЕ.

Всички дружествата на пазара на електрическа енергия са в равнопоставено положение и следва да оптимизират товарите графици с цел минимален дисбаланс или компенсиране чрез съответните количества енергия. Корекциите са направени в съответствие с т.1.4. от общия подход.

**3. Възражението по отношение на технологичните разходи на топлинна енергия по преноса не се приема.**

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага и поради от необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното

предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 35%;
- отчетени за 2022 г. – 43,12%;
- признати за новия ценови период – 23%.

#### **4. Възражението по отношение на корекцията по въглеродни емисии не се приема.**

Комисията е извършила корекция на заявените от дружеството количества закупени квоти парникови газове (CO<sub>2</sub>) за периода 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г. от 124 741 t на 120 444 t. Количествата емисии CO<sub>2</sub>, отделени при производството на електрическа и топлинна енергия, за периода 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г. са изчислени на база данните от Приложение № 2 в заявлението на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, както следва:

- отчетни данни за консумацията на природен газ от м. юли 2022 г. до м. февруари 2023 г. вкл. (MWh);
- прогнозни данни за консумацията на природен газ от м. март 2022 г. до м. юни 2023 г. вкл. (MWh);
- отчетни данни за долна топлина на изгаряне на природния газ от м. юли 2022 г. до м. февруари 2023 г. вкл. (kcal/nm<sup>3</sup>);

- прогнозни данни за долна топлина на изгаряне на природния газ от м. март 2022 г. до м. юни 2023 г. вкл. (kcal/nm<sup>3</sup>) и от данни на МОСВ:
- емисионен фактор 55,51 t/TJ;
- коефициент на окисление 0,995.

Корекциите на необходимите приходи са извършени в съответствие с т. 14 от общия подход.

### **5. Възражението по отношение на корекцията по природен газ не се приема.**

Цитираната от дружеството т. 11 от общия подход се отнася за прогнозните разходи за природен газ, докато корекцията на необходимите приходи, съгласно чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ, е описана в т. 14 от общия подход. В таблицата на стр. 38 от Доклад са представени данните за корекциите на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ.

Съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ разходите за основно гориво природен газ се остойността въз основа на: изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 1 и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа.

В съответствие с представените отчетни данни на дружеството относно количествата природен газ, консумирани помесечно за изминалия ценови период и заложените стойности по тримесечия за прогнозната цена на природния газ от 01.07.2022 г. е изчислена прогнозната индивидуална цена за изминалия ценови период, при която са определени съответните цени, считано от 01.07.2022 г. С наличието вече и на постигнатите цени, по които дружеството е закупувало горивото, се изчислява разликата, която представлява съответно надвзетия или недовзет приход.

В съответствие с чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ, при утвърждаване на цените на топлинната енергия и преференциалната цена на електрическата енергия за следващия регулаторен/ценови период при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, необходимите годишни приходи се коригират с тази разлика по следната формула:

$$H_t = Q_g * (C_{pg} - C^I)_t + Q_e * (C_{pe} - C^{II})_t \pm P_{t-1}, \text{ където:}$$

$H_t$  е размер на разликата от предходния регулаторен/ценови период, лв.;

$Q_g$  - отчетено количество природен газ за ценовия период, MWh;

$C_{pg}$  - индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена по реда на ал. 8, т. 2, лв./MWh;

$C^I$  - отчетена индивидуална цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена въз основа на отчетените помесечни количества потребен природен газ и постигнатата помесечна цена, като среднопретеглена стойност, към която се добавят отчетените цени за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа, лв./ MWh;

$Q_e$  - отчетено количество въглеродни емисии за регулаторния период, тон;

$C_{pe}$  - прогнозна цена на въглеродните емисии, лв./тон;

$C^{II}$  - отчетена средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, лв./тон;

$P$  - разлика между прогнозните и отчетните разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, в резултат на прогнозни количества и разходи, използвани за определяне на  $H_{t-1}$ , лв.;

$t$  - ценовият период.

В случай че постигнатата помесечна цена на природния газ ( $C_p$ ) по чл. 8, ал. 10: от НРЦТЕ, съответно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ:

1. е по-висока от утвърдената от Комисията цена за съответния месец, по която

общественият доставчик продава природния газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия (Цбг), за изчислението на годишната индивидуална цена за регулаторния/ценовия период се използва утвърдената от комисията цена на обществения доставчик на природен газ;

2. е по-ниска от утвърдената от комисията цена за съответния месец, по която общественият доставчик продава природния газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия (Цбг), за изчисляването на годишната индивидуална цена за регулаторния/ценовия период се използва цена (Цп<sup>1</sup>), изчислена по формула:

$$Цп^1 = 0,5 * (Цбг + Цп).$$

Корекциите на необходимите приходи са извършени в съответствие с т. 14 от общия подход.

#### **6. Възражението по отношение на корекцията за период Pt-1 се приема.**

Корекциите на необходимите приходи са съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ. С измененията и допълненията в НРЦЕЕ и НРЦТЕ, обн. ДВ, бр. 47 от 22.05.2020 г., е въведена възможност за компенсиране на разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии в следващия регулаторен/ценови период, които разлики могат да бъдат разсрочени в няколко следващи периода. По силата на чл. 8, ал. 10 - ал. 12 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ при утвърждаване на цените на топлинната енергия и определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за следващия регулаторен/ценови период, при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво – природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, необходимите годишни приходи се коригират.

В съответствие с горепосоченото за всяко дружество при установени разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии са коригирани необходимите годишни приходи за следващия регулаторен/ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

Корекциите на необходимите приходи са извършени в съответствие с т. 14 от общия подход.

За „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД извършените корекции са следните:

- недозет приход от природен газ: -26 959 хил. лв.;
- надзет приход от въглеродни емисии: 2 089,49 хил. лв.;
- Нт разликата от предходния регулаторен/ценови период (прогноза): -34 682,91 хил. лв.
- Нт разликата от предходния регулаторен/ценови период (отчет): -36 173,57 хил. лв.
- Pt-1 - разликата между прогнозните и отчетените разходи за предходния регулаторен/ценови период: -1 490,66 хил. лв.;
- Нт е размерът на разликата от предходния регулаторен/ценови период: -26 360,02 хил. лв.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за следващия ценови период са следните:**

<b>„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД</b>			
<b>Справка № 1 – „Разходи“</b>	<b>Предл ожение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изм енение, %</b>
<b>I. Условно-постоянни разходи, хил. лв., в т.ч.:</b>			
1. Разходи за заплати и възнаграждения, хил.	4 181	4 340	+3,8



лв.			
2. Начисления, свързани с разходите за заплати (социални осигуровки и социални разходи), хил. лв.	1 012	1 040	+2,76
3. Мениджърски и консултантски (по дог. за командироване)	427	370	-13
4. Счетоводство и други финансови разходи	458	398	-13
5. Човешки ресурси	221	191	-14
6. Правни и корпоративни въпроси	371	322	-13
7. Клиентско обслужване	271	235	-13
8. Разходи за координатор на балансираща група	2	2	
<b>II. Променливи разходи, хил. лв., в т.ч.:</b>			
1. Разходи за закупена енергия	1 238	1 210	-2.2
2. Балансираща енергия, хил. лв.	423	0	
3. Корекция газ	30 901	0	
4. Корекция CO <sub>2</sub> , общо, хил. лв.	-810	0	
<b>Справка № 2 – „РБА“</b>			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	171 689	170 616	-0,62
<b>Справка № 5 – „ТИП в преноса“</b>			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	35,00	23,0	-12
2. Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	209 839	228 689	+8,98%

След извършените корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД</b>	<b>лв ./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>506,12</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>265,14</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>137,96</b>
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	<b>136,96</b>

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 147 321 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 135 382 хил. лв., от които условно-постоянни – 28 941 хил. лв. и променливи – 106 441 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 170 798 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 6,99%
- Количество електрическа енергия – 282 870 MWh, в т. ч.:
- от високоефективно комбинирано производство – 269 734 MWh
- без показатели за високоефективно комбинирано производство – 13 136 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 228 689 MWh.

### 3. „Топлофикация-Плевен“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-04-6 от 01.04.2023 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 209,01 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 215,03 лв./MWh;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 582,24 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация-Плевен“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	717,55	549,66	582,24	+5,93
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	96,88	96,88	215,03	+121,95
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	110,24	110,24	209,01	+89,59

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с прогнозна цена на природния газ – 1 227,54 лв./kNm<sup>3</sup> без ДДС.

„Топлофикация-Плевен“ АД е приложило документи, съгласно подробен опис към заявлението. Към него е приложен неаудитиран финансов отчет за 2021 г., като не са приложени справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2021 г.

С писмо с изх. № Е-14-04-6 от 12.04.2023 г., от дружеството е изисквана допълнителна информация относно: попълнени справки за прилагането на ЕССО за целите на регулирането в съответствие с чл. 37 от ЗЕ и т. I.8 от писмо с изх. № Е-14-00-3 от 27.02.2023 г. на КЕВР, която е представена в КЕВР с писмо с вх. № Е-14-04-6 от 24.04.2023 г. В допълнение е изпратено и актуализирано Приложение № 2 към заявлението.

**„Топлофикация-Плевен“ АД е представило следната обосновка:**

1. Техничко-икономическите показатели за новия ценови период са на база постигнатите производствени показатели през предходните няколко години, като разчетът е направен на основата на оптимално натоварване на основните съоръжения през разчетния

период. През месец октомври 2023 г. е планиран ремонт на гореща секция на газовата турбина, както и ремонтни дейности по котел-утилизатора. Поради това дружеството очаква занижено производство на електрическа енергия за м. октомври 2023 г. Запазват се постигнатите през последните години нива на разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия. За електрическата енергия разчетът за разходната норма за производство е 137,75 гр.у.г./кWh, а за топлинната енергия разходната норма е 149,17 кг.у.г./MWh при постигнати през 2022 г. съответно 138,95 гр.у.г./кWh и 148,02 кг.у.г./MWh.

2. Според дружеството заложените в разчета за новия ценови период технологични параметри гарантират постигане на критерия за ефективност на работа на централата от 80%. Очакваната за новия ценови период ефективност е 80,47%, която е по-висока от постигнатата през отчетната 2022 г. Като основа на разчета е очакваното повишаване на произведената и реализираната електрическа енергия със запазване на нивото на собствените нужди на електроенергия. Дружеството предвижда произведената електроенергия да бъде 317 350 MWh, а електрическата енергия за собствени нужди да бъде 24 850 MWh без да има закупена електроенергия през периода, или 7,83% от произведената електрическа енергия. Увеличението на произведената електрическа енергия спрямо отчетната година е с 24 812 MWh. Причината за това предвиждано увеличение е фактът, че изминалата 2022 г. се отличава със значително по-високи от нормалното температури на околната среда през зимните месеци, извършените аварийни ремонти на котел-утилизатора, газовата турбина и генератора през месеците април и май 2022 г., както и пълното спиране на централата през м. септември 2022 г. за извършване на неотложен ремонт на главен парен колектор на централата.

3. Дружеството предвижда увеличение на количествата топлинна енергия за реализация с топлоносител гореща вода спрямо нивото на отчетеното през 2022 г. с около 24 000 MWh, като причина за това са значително по-високите от нормалното температури на околната среда през изминалите зимни месеци. Планира се и незначително увеличение на количеството топлинна енергия с топлоносител пара, а реализираната пара да достигне до 35 700 MWh.

4. Дружеството посочва, че при тези допускания, разходът на природен газ за разчетния период е 98 259 knm<sup>3</sup> или увеличение с 7,9%, без използване на резервно гориво - мазут. Цената на природния газ за предстоящия ценови период е получена при използване на утвърденото от Комисията Приложение 2, като е използвана актуалната към 31.03.2023 г. цена на природния газ от 106,74 лв./MWh, актуалната цена за пренос – 1,0988 лв./MWh. и постигнатата от дружеството индивидуална цена на капацитетни продукти за м. февруари 2023 г. в размер на 5,0078 лв./MWh., която е различна от утвърдената от КЕВР индивидуална цена за капацитет, поради рязкото увеличение на цените за капацитетни продукти от страна на „Булгаргаз“ ЕАД от м. февруари 2023 г.

5. Посочените емисии на парникови газове за цялото производство за разчетния период са пресметнати на база на последната инвентаризация на емисии, като са използвани актуалните данни за емисионния фактор и коефициента на окисление.

Количеството емисии за новия ценови период е 186 808 t CO<sub>2</sub>. Те са остойностени на база средна цена на емисиите CO<sub>2</sub> за м. февруари 2023 г. в размер на 95 евро/t.

6. При определяне на стойността на недовзет приход за отчетния период съгласно чл. 24, ал 5, т. 2 от НРЦЕЕ - Приложение 5, са взети предвид последните достигнати нива на цените на природния газ и на емисиите, съответно за м. март и за м. февруари 2023 г., като общият размер на недовзет приход е 38 843 хил. лв.

7. Необходимите годишни приходи са установени при спазване на Указания-НВ по приложения модел /справки от № 1 да № 9/, приети с решение по т. 2 от протокол № 30 от 24.02.2014 г. на КЕВР.

9. Изчисленията на разходите по прогнозата са съобразени с достигнатите нива на приходи и разходи през 2022 г., концепцията за развитие на дружеството през следващата година и обективните тенденции в макроикономически аспект. В разходите не са включени

финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата, загуби от обезценки, брак, отписани вземания, лихви за забава и неустойки, свързани с неизпълнение на сключени договори. Посочва се, че прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г. са изчислени въз основа на достигнатите нива през отчетната 2022 г., заявените за текущия регулаторен период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., особеностите на режимите и схемите на работа на съоръженията и настъпилите обективни промени в законодателството.

10. Разходите за амортизация са представени в съответствие със Счетоводния амортизационен план на дружеството и действително отчетените за 2022 г.

11. Разходите за гориво в отчетния период за 2022 г. са 140 631 хил. лв., като са приспаднати компенсациите по РМС № 31 в размер 20 576 хил. лв. Реално разходът за газ е 161 207 хил. лв.

12. В променливите разходи за отчетния период, разходите за закупена енергия са 854 хил. лв., като са приспаднати компенсациите по РМС в размер на 691 хил. лв. Стойността им без тях е 1 545 хил. лв.

13. Разходите за ремонт за 2022 г. са 4 504 хил. лв., през отчетния ценови период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. са 5 061 хил.лв. и прогнозните разходи за новия регулаторен период са в размер на 6 143 хил. лв. Увеличението е главно поради предстоящите частични ремонти на газовата турбина и ремонта на ротора на генератора на когенерацията. В ремонтната програма са предвидени необходимите мерки за поддръжка на топлоизточника, спомагателното оборудване и топлопреносната мрежа в годно за експлоатация състояние на база на препоръките на производителите на оборудването и нормативната уредба. В инвестиционна програма са предвидени средства за приключване на проект за изграждане на заместваща мощност. Дружеството планира да извърши рехабилитация на топлофикационни отклонения и да изгради нови такива за включване на нови абонати.

14. Нормата на възвращаемост на капитала е 6,79%. Дружеството отбелязва, че ставката за възвращаемост на собствения капитал е силно занижена и затруднява не само понататъшното инвестиране, но и текущите разплащания към доставчици, в частност към „Булгаргаз“ ЕАД.

15. Дружеството е използвало фиксиран коефициент за разпределение на горивото в производството – 0,3775.

16. Оборотният капитал е определен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, без да са включени разходите за амортизации.

17. Разходите за заплати през новия регулаторен период са 6 000 хил. лв. По предварителни данни на НСИ, през януари 2023 г. месечната инфлация, измерена с индекса на потребителските цени (ИПЦ), е 1,1% спрямо предходния месец, а годишната инфлация за януари 2023 г. спрямо януари 2022 г. е 16,4%. През януари 2023 г. месечната инфлация, измерена с хармонизирания индекс на потребителските цени (ХИПЦ), е 1,0% спрямо предходния месец, а годишната инфлация за януари 2023 г. спрямо януари 2022 г. е 14,1%. Месечната средна работна заплата в отрасъл „Енергетика“ за 2022 г., съгласно данни на НСИ е 2 669 лв., а за „Топлофикация-Плевен“ АД е 2 322 лв. Въпреки направените увеличения на заплатите през изминалата година, дружеството продължава да изостава с около 15%. Предвидено е индексирание на заплатите на служителите.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 68 MW.**

#### **Образуване на цените:**

1. В Справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации, отнесени към електрическата енергия и към производството и преноса на топлинна енергия са коригирани, в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- прогнозните разходи за ремонт и разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (социални осигуровки и социални разходи) са коригирани на база отчетните данни за базисната година със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ и при спазване на т. 1.2 и т. 1.3. от общия подход;

- прогнозните разходи за „такса събрано инкасо“ не са признати като част от условно-постоянните разходи, тъй като са неприсъщи за лицензионните дейности и не следва да бъдат заплащани чрез цените на енергията от клиентите на дружеството, като корекцията е направена в съответствие с приетия общ подход;

- корекцията за природен газ и за CO<sub>2</sub> квоти, посочена от дружеството в Справка № 1 „Разходи“ не се признават като ценообразуващ елемент, формиращ условно-постоянните разходи, като следва да се има предвид, че след извършено преизчисление в отделна справка, необходимите годишни приходи на дружеството са коригирани с получената разлика, в съответствие с чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ.

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

В Справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи на топлинна енергия по преноса са намалени, в контекста на извършените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 168 165 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 172,11 лв./t X 168 165 t. = 28 943 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 98 259,00 knm<sup>3</sup>.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 91,29 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,03 + 3,78 = 4,81 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 96,10 лв./MWh.**

## Ниво 0

## Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

## 1. Корекция по природен газ

		Отчетни данни												
месец		07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	60 722	61 967	38 565	64 852	80 213	114 470	109 562	102 099	92 101	70 265	62 698	63 076	<b>920 589</b>
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	117,25	117,25	117,25	117,25	117,25	117,25	117,25	117,25	117,25	117,25	117,25	117,25	<b>117,25</b>
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	185,98	297,46	352,71	232,79	123,24	146,17	179,27	124,60	106,74	106,74	106,74	106,74	<b>160,94</b>
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-4 179,11	-11 180,45	-9 090,20	-7 511,30	-462,03	-3 301,32	-6 798,52	-723,88	967,98	1 341,36	2 489,11	3 052,88	<b>-35 395</b>
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	<b>186,17</b>	<b>297,89</b>	<b>353,21</b>	<b>233,36</b>	<b>123,01</b>	<b>146,09</b>	<b>179,33</b>	<b>124,34</b>	<b>106,74</b>	<b>98,16</b>	<b>77,55</b>	<b>68,85</b>	<b>155,75</b>
		-0,19	-0,43	-0,50	-0,57	0,23	0,08	-0,06	0,26	0,00	8,58	29,19	37,89	
Цена на пр. газ, Цпl	BGN/MWh	186,07	297,68	352,96	233,07	123,01	146,09	179,30	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	<b>155,70</b>

## 2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	<b>141 519</b>
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	<b>91,30</b>
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	<b>82,43</b>
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	<b>2 455,10</b>

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-47 849,81	-47 849,81	<b>407,83</b>

$$Ht = Qg * (Цпг - Цпl)t + Qe * (Цпе - Цпl)t \pm Pt-1 = -32 532,55$$

**„Топлофикация-Плевен“ АД е представило становище с вх. № Е-14-04-7 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

1. По отношение на **цената на природния газ**, определена в Доклада, дружеството счита, че Комисията коректно е определила индивидуалната цена на природния газ за новия регулаторен период в размер на 91,29 лв./MWh. Заявява, че постигнатите през настоящия регулаторен период цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, съответно 1,03 и 3,78 лв./MWh, не кореспондират с действащите в момента цени, по които „Булгаргаз“ ЕАД начислява тези разходи. Дружеството посочва, че от м. февруари 2023 г. „Булгаргаз“ ЕАД начислява разходите за пренос и достъп при цени съответно 1,0988 и 5,266 лв./MWh. Обръща внимание, че цитираната цена от 5,266 лв./MWh е само за годишен капацитетен продукт, а дружеството се нуждае от закупуване и на тримесечни и месечни капацитетни продукти. Счита за обосновано Комисията да определи цената за достъп и пренос както следва:  $1,0988 + 5,266 = 6,3648$  лв./MWh. Също така посочва, че разходът за добив на природен газ от ПГХ „Чирен“ е обоснован от задължението за изпълнение на разпоредбите на Регламент (ЕС) № 1938/2017 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2017 г., относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ, както и на разпоредбите на Плана за действие при извънредни ситуации. Обръща внимание, че за възникването на този обоснован разход е уведомило Комисията с писмо с вх. № Е-14-04-6 от 24.04.2023 г., като освен информацията, обуславяща този разход, е представено и коригирано Приложение № 2 към заявлението. Разходът за добив на 203 371,934 MWh природен газ от ПГХ „Чирен“, пресметнат спрямо индивидуалната цена от 91,29 лв./MWh, е в размер на 32 277 хил. лева или 30,3876 лв./MWh и според дружеството следва да бъде взет под внимание при определяне на крайната индивидуална цена на природния газ.
2. По отношение на **технологичните разходи по преноса на топлинна енергия** дружеството категорично възразява срещу намаляването от страна на Комисията на технологичните разходи на топлинна енергия по преноса въз основа на т. 6 от общия подход от 44,15% на 29,98%. Не е съгласно с факта, че 42 444 MWh топлинна енергия са прибавени механично към топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода. Посочва, че Комисията е извършила своите пресмятания за определяне на цената на топлинната енергия, отнасяйки разходите към 244 644 MWh, което се различава от предложението на дружеството. Според дружеството няма никакъв технически аргумент, който да оправдае такова механично смесване на намаляването на технологичните загуби с количеството реализирана топлинна енергия. Настоява при определяне на цената на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, КЕВР да извърши своите изчисления с предложеното от тях количество топлинна енергия за реализация - 202 200 MWh.
3. Дружеството обръща внимание, че няма механизъм за компенсиране на приходите между действително реализирана борсова цена и определената прогнозна. Като аргумент посочва, че към края на месец май реално постигнатата среднопретеглена цена на дружеството е по-ниска, сравнена с прогнозната, а именно 403,92 лв./ MWh към 427,46 лв./MWh, определена от Комисията. Посочват, че след като се включи борсова цена - 200 лв./MWh за месец юни се получава още по-ниска среднопретеглена цена за периода 387,82 лв./MWh, което е ~40 лв./MWh по-ниска цена от прогнозната.
4. По отношението на **работните заплати** посочва, че проблемът в дружеството се задълбочава и в следствие на това, независимо, че са направили индексация на фонда през 2022 г. работници и служители продължават да напускат, а имайки предвид и тези, които напускат поради настъпила пенсионна възраст, проблемът става сериозен. Дружеството посочва, че въпреки увеличението, което им е признато с 15,3%, не успяват да достигнат средната работна заплата за отрасъл „Енергетика“,

която за 2022 г. е 2 669 лв., а за „Топлофикация-Плевен“ АД към май 2023 г. е 2 255 лв.

5. По отношение на **разходите за „такса събрано инкасо“** дружеството възразява срещу непризнаването им. Посочва, че тези разходи са от утвърдените от Комисията разходни позиции на УПР. В тази позиция не влизат разходите, свързани с услугата „дялово разпределение“. В „такса събрано инкасо“ се осчетоводява комисионната по договор с фирмите за отпечатване на фактурите за топлинна енергия, такса за получени плащания чрез [ePay.bg](https://www.ePay.bg) и други такива, които са част от лицензионната дейност на дружеството.
6. По отношение на **разходите за ремонти** посочва, че сравнение с тези за отчетния период на 2022 г. не е удачно, защото оборудването, което предстои да се ремонтира е различно от ремонтираното през 2022 г. и подобен подход води до подценяване на планираните разходи. Счита, че увеличаването на признатите разходи с годишната инфлация за страната от 15,3% е некоректно. Дружеството заявява, че основната част от разходите за ремонти са свързани с труд на чуждестранни специалисти и части от внос, като инфлацията на тези разходи е значително по-голяма. Ръстът на цените на металите през 2022 г. е значително по-голям от 15%, а това е много по-показателно за ръста на разходите за ремонти. Всичко това води до значително подценяване на необходимите средства за ремонт през новия ценови период.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**1. Възражението по отношение на цената на природния газ не се приема.**

Съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ разходите за основно гориво природен газ се остойностяват въз основа на: изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 1 и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа. Комисията е определила прогнозните разходи за природен газ за предстоящия ценови период въз основа на действащи договори, сключени от обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД с различни доставчици, които осигуряват необходимите количества природен газ за вътрешния пазар, както и въз основа на прогнозни данни за потреблението на природен газ по месеци, в периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., в съответствие с т.11 от общия подход.

При изчисляване на еднокомпонентната цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода и преференциалната цена на електрическата енергия комисията е взела предвид отчетните данни, предоставени от „Топлофикация-Плевен“ АД в Приложение №2.

Комисията не е извършвала корекции на заявените количества природен газ.

**2. Възражението по отношение на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия и количествата топлинна енергия за реализация не се приема.**

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопредавателната мрежа. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага и поради необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични



разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга рана отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 44,15%;
- отчетени за 2022 г. – 46,84%;
- признати за новия ценови период – 32,05%.

**3. Възражението на дружеството, че няма механизъм за компенсиране на приходите между действително реализирана борсова цена на електрическата енергия и определената прогнозна не се приема.**

Корекции на необходимите годишни приходи се извършват съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ. Разпоредбите предвиждат корекция да се извършва само при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ и разходите за квоти за въглеродни емисии.

Производители на електрическа енергия с обекти с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, какъвто производител е „Топлофикация-Плевен“ АД, следва да продават произведената електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия (чл. 100, ал. 4 и 6 от ЗЕ), като при наличие на законовите изисквания на тези производители се изплаща и премия. ЗЕ не предвижда механизъм за компенсиране на приходите между действително реализирана борсова цена и определената прогнозна, като дружествата следва да са активни участници на пазара на електрическа енергия.

#### **4. Възражението по отношението на работните заплати не се приема.**

С ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на конкретната икономическа ситуация.

По отношение на разходите за възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски, са допуснати увеличения на стойностите в сравнение с отчетените през изминалия регулаторен период с 15,3 % средногодишна инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо същия период на 2021 г. в съответствие с официални данни от НСИ. Инфлацията е измерена чрез Индекс на потребителските цени, който е официалният измерител на инфлацията в Република България.

Няма материалноправна разпоредба, която да изисква разходите за заплати и възнаграждения да се определят на база средна заплата в сектора или в региона. Дружеството има самостоятелност, в рамките на която може да увеличи заплатите в рамките на спестени разходи по целия технологичен процес при условията на добър мениджмънт. Увеличението на работните заплати до достигане на средните за отрасъла ще става плавно в годините, а не шоково увеличение на цените за клиентите. Достигането до средната заплата в отрасъла е процес, обвързан и с други условия и при наличие на възможност.

Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

Комисията е коригирала разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (осигурителни вноски и социални разходи) на база отчетените за базисната година, които е завишила със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ и в съответствие с т. 1.3 от общия подход.

Разходите за заплати и възнаграждения са следните:

- заявени за новия ценови период – 6 000 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 5 029 хил. лв.;
- признати за новия ценови период - 5 799 хил. лв.

#### **5. Възражението по отношение на разходи за „такса събрано инкасо“ се приема.**

Корекцията е отразена в Справка № 1 „Разходи за производство“ до размера на заявените от дружеството разходи за инкасиране на топлинна енергия.

Разходите за „такса събрано инкасо“ са следните:

- заявени за новия ценови период – 133 хил. лв.;

- отчетени за 2022 г. – 116 хил. лв.;
- признати за новия ценови период - 133 хил. лв.

#### **6. Възражението по отношение на разходите за ремонт не се приема.**

С ежегодното определяне на цени на енергия от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на конкретната икономическа ситуация. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата „топλοςнабдяване“ от друга. По отношение на разходите за ремонт, които са условно-постоянни разходи, са допуснати увеличения на стойностите в сравнение с отчетените през изминалия регулаторен период с 15,3 % средногодишна инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо същия период на 2021 г. в съответствие с официални данни от НСИ. Инфлацията е измерена чрез Индекс на потребителските цени, който е официалният измерител на инфлацията в Република България.

Комисията счита, че за целите на регулирането, коригирането на разходите за ремонт е извършено при съблюдаване на т. 1 и т. 1.2 от общия подход. Дружеството следва да извършва необходимото планиране, при минимални разходи и средства, и да извършва ремонти с нужното качество, така че да не се застрашава безопасната експлоатация на производствените и топлопреносните съоръжения, както и сигурността и качеството на топлинната и електрическата енергия, доставяна на клиентите на дружеството. Комисията няма задължение да отразява в цените предвидените нива на ежегодните повишения на разходи за ремонти. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за ремонти, свързани с лицензионната дейност, следва да бъдат по-високи, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

Комисията е коригирала разходите за ремонт в съответствие с т.1 и т.1.2 от общия подход.

Разходите за ремонт са следните:

- заявени за новия ценови период – 6 143 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 4 505 хил. лв.;
- признати за новия ценови период - 5 193 хил. лв.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация – Плевен“ АД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Топлофикация – Плевен“ АД</b>			
<b>Справка № 1 – „Разходи“</b>	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение, %</b>
<b>I. Условно-постоянни разходи, хил. лв., в т.ч.:</b>			
1. Разходи за амортизации, отнесени към електрическата енергия, хил. лв.	2 908	2 931	+0,79
2. Разходи за амортизации, отнесени към производството и преноса на топлинната енергия, хил. лв.	857	658	-23,22
3. Разходи за ремонт, отнесени към производството на електрическа енергия, хил. лв.	5 065	4 085	-19,34
4. Разходи за ремонт, отнесени към производството и преноса на топлинната	1 078	1 108	+2,78

енергия, хил. лв.			
6. Разходи за заплати и възнаграждения, хил. лв.	6 000	5 799	-3,35
7. Начисления, свързани с разходите за заплати (социални осигуровки и социални разходи), хил. лв.	1 193	1 091	-8,54
8. Корекция по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ	38 843	0	100
<b>Справка № 2 – „РБА“</b>			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	56 698	49 033	-13,52
<b>Справка № 5 – „ТИП в преноса“</b>			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	44,15	32,05	-12,10
2. Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	202 200	246 013	+21,6%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Топлофикация – Плевен“ АД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	560,24
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	319,26
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	96,94
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	117,89

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 159 394 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 156 064 хил. лв., от които условно-постоянни – 18 502 хил. лв. и променливи – 137 562 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 49 053 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,79%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 292 500 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 246 013 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 35 700 MWh.

#### **4. „Топлофикация - Бургас“ АД**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-13-6 от 03.04.2023 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 199,36 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 590,84 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от

„Топлофикация - Бургас“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	667,60	531,06	590,84	+11,25
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	94,93	94,93	199,36	+110,01

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при следните цени на горивата, без ДДС:

- природен газ – 1 209,10 лв./kNm<sup>3</sup>;
- друг вид гориво (биомаса) – 432,60 лв./t при долна работна калоричност – 4 112 kcal/kg.

Дружеството е приложило на хартиен и електронен носител документи, съгласно подробен опис към заявлението.

С писмо с изх. № Е-14-13-6 от 12.04.2023 г. на КЕВР от дружеството е изискана допълнителна информация към заявлението, както следва: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ; копия на договори за доставка на горива, които са разрешени за използване в горивните инсталации, съгласно комплексното разрешително, издадено на дружеството, заедно с приложенията към договорите; попълнени справки относно прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ, която е предоставена от дружеството с писмо с вх. № Е-14-13-6 от 28.04.2023 г.

### „Топлофикация - Бургас“ АД е представило следната обосновка:

**1. Прогнозните разходи** - са определени като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2022-30.06.2023 г. и отчетните за 2022 г. и предвид особеностите в режимите и схемите на работа през новия прогнозен период. Към тях не са включени финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата и разходи за бъдещи периоди, които са част от Отчета за приходите и разходите. В състава на условно-постоянните разходи не са включени разходи за загуби от обезценки, брак, отписани вземания и лихви за забава, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение на сключени договори и лихви за забава.

**2. Разходите за амортизации** – на дълготрайните активи (ДА) са изчислени, съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизации за прогнозния период са включени тези на въведените в експлоатация ДА до

края на 2022 г. От общия размер 1 230 хил. лв., 750 хил. лв. са за електрическа енергия, а за топлинна енергия е разпределен на териториален принцип по направления „Производство“ – 353 хил. лв. и „Пренос“ – 50 хил. лв. Амортизациите, начислявани върху ДА общи за двата продукта, са в размер на 77 хил. лв.

**3. Разходите за ремонт**, посочени в УПР, са в размер на **2 906 хил. лв.**, в т. ч. 2 586 хил. лв. в направление „Производство“ и 320 хил. лв. в направление „Пренос“. От начислените към направление „Производство“ разходи за ремонт – 2 491 хил. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 70 хил. лв. за топлинна енергия, а 25 хил. лв. общо за двата продукта. Разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, включват обслужвания, ремонт и поддръжка на газо-буталните двигатели, съгласно изискванията на производителя в периодите между всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 мото-часа работа, а разходите за 40 000 мото-часа работа (основен ремонт), които включват всички видове останали ремонти са отнесени към инвестиции.

**4. Прогнозният разход за заплати и възнаграждения** е съобразен с числеността на персонала в дружеството, която е оптимизирана до 164 души, както и въз основа на възнагражденията, определени на база подписаните трудови договори. Те обслужват дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и „Пренос на топлинната енергия“. Годишните разходи за работни заплати в направление „Производство“ (за 106 служителя) и 5 човека - Съвет на директори са в размер на 2 871 хил. лв. и 1 352 хил. лв. за дейността „Пренос на топлинна енергия“ (за 63 служителя) или общо за дружеството планираните средства за заплати и възнаграждения възлизат в размер на **4 223 хил. лв.**

**5. Общият прогнозен размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, е в размер на 14 523 хил. лв.** при 1 528 хил. лв. по отчет за 2022 г. или увеличение с 12 995 хил. лв. Дружеството посочва, че всички позиции на разходите са определяни на база достигнатия им размер през отчетната 2022 г., като увеличение се наблюдава в позицията, отчитаща разликата между прогнозната и отчетна цена, съгласно чл. 24 от НРЦЕЕ.

**6. Не се планират приходи от присъединяване и от топлоносител**, тъй като няма заявени желаниа за присъединяване на нови клиенти, както и за ползване на топлоносител. През 2022 г. също няма реализирани приходи от тези дейности.

#### **Променливи разходи**

**7. Разходите за горива** в енергийната и водогрейна части са определени при цена на природния газ 1 209,10 лв./хпм<sup>3</sup> и в съответствие с показателите в ценовите модели.

Посочва се, че през 2020 г. дружеството е стартирало нов проект за газобутален двигател на природен газ с номинална електрическа мощност 8,73 MW, който предстои да се реализира през новия регулаторен период 2023/2024 г., с което се обясняват отклоненията в планираните производствени показатели в инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (ИКПТЕЕ) през новия регулаторен период спрямо отчетната 2022 г.

**8. Разходът за вода** за подпитка в натурално изражение е приет в размер на 9,02 m<sup>3</sup>/h или **52 516 лв.** за новия ценови период. Разходите за вода за технологични нужди са изчислени при стойност 0,121 m<sup>3</sup>/MWh<sub>th</sub> или **69 325 лв.** За битови нужди се използва питейна вода от „Водоснабдяване и канализация“ ЕАД, гр. Бургас при цена 3,952 лв./m<sup>3</sup> или прогнозен разход в размер на **8,5 хил. лв.** при разходна норма на водата за битови нужди на ден – 8,5 m<sup>3</sup>/ден, която е средна стойност за последните 5 години. Дружеството е прогнозирано **общ прогнозен разход на вода** за новия ценови период в размер на **140 хил. лв.**, в т. ч. и 6 хил. лв. за правото на водоползване на сондажната вода.

**9. Разходите за закупена електроенергия** са в размер на **546 хил. лв.** и са формирани от количеството електрическа енергия, предназначено за абонатните станции и разходите за достъп до електроразпределителната мрежа. Приетият от дружеството разход на електрическа енергия за 1 MWh<sub>th</sub> реализирана топлинна енергия е 8,59 kWh/MWh<sub>th</sub>.

**10. Разходите за консумативи** са планирани в общ размер на **655 хил. лв.**, при

отчетени за 2022 г. в размер на 493 хил. лв. Те включват разходи за: солен разтвор, 20% натриева основа, разход на масло (изгаряно от двигателите и разход на масло за подмяна), за запалителни свещи и др. химикали и консумативи.

**11. Разходите за външни услуги** са планирани в общ размер на **4 465 хил. лв.** при отчетени за 2022 г. в размер на 3 243 хил. лв. и включват: разходи за небаланс от участие в специална балансираща група, разходи за фонд „Сигурност на електроенергийната система“, разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса и ежемесечните такси за достъп до електропреносната мрежа.

**12. Разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>)** – дружеството посочва, че на „Топлофикация – Бургас“ АД, след одобряването, се очаква да бъдат разпределени следните **количества безплатни квоти** по чл. 10а на Директива 2003/87/ЕО за топлинна енергия и по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО за електрическа енергия:

- 2023 г. – 7 869 t.CO<sub>2</sub> за топлинна и 0 t.CO<sub>2</sub> за електрическа енергия;
- 2024 г. – 7 656 t.CO<sub>2</sub> за топлинна и 0 t.CO<sub>2</sub> за електрическа енергия.

Основният показател, въз основа на който се извършва разчет на генерираните емисии на парникови газове по периоди, е **само разходът на природен газ**. При използване на биомаса емисиите на парниковите газове не се отделят (емисионният фактор на биомасата е нула). Другите горива в топлоизточника не се използват (мазут и промишлен газьол са резервни горива).

Верифицираното количество емисии парникови газове за 2022 г. е в размер **55 307 t. CO<sub>2</sub>** и е изчислено с формуляра за Докладване на годишни емисии на ИАОС.

Дружеството посочва, че за 2022 г. е получило **8 083 безплатни квоти** за топлоенергия по чл. 10а от Директивата, докато определените за 2023 г. в размер на 7 869 t. CO<sub>2</sub> не са били постъпили в регистъра по сметка на дружеството към момента на изготвяне на заявлението за цени. В тази връзка, е направено изчисление за количеството CO<sub>2</sub> квоти (55 307 – (8 083+0)), , което е в размер на **47 224 t.CO<sub>2</sub>**, и представлява недостиг, който трябва да бъде закупен.

За **новия ценови период 2022/2023 г.** са направени изчисления с прогнозно количество на генерираните емисии – **58 165 t.CO<sub>2</sub>**, и безплатно количество за 2023 г. в размер на **7 869 t.CO<sub>2</sub>**, при което дружеството е получило **50 296 t.CO<sub>2</sub>**, което представлява недостиг на CO<sub>2</sub> квоти, които дружеството ще трябва да закупи. Използвана е прогнозна цена на CO<sub>2</sub> квоти в размер на 93 евро/t.CO<sub>2</sub> или прогнозен разход **9 148 хил. лв.**

**13. Регулаторната база на активите** е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за разделно и комбинирано производство, така и по продукти. В стойността на ДА не са включени тези, несвързани с лицензионната дейност и отдадените под наем, както и разходите за придобиване и ликвидация на ДА, а само стойността на ДА в експлоатация към 31.12.2022 г. Признатата стойност на ДА за производство на топлинна и електрическа енергия от своя страна се разделя между двата произвеждани продукта по следния начин: ДА, които могат да бъдат пряко отнесени към всеки един от произвежданите продукти, се разпределят към него, а тези които не могат да бъдат пряко отнесени към производството на топлинната или към производството на електрическата енергия, се разделят пропорционално на база стойностите на дълготрайните активи, пряко обслужващи производството на двата продукта.

**14. Стойността на оборотния капитал** за всяка от дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и „Пренос на топлинна енергия“ е определена като 1/8 от годишните оперативни парични разходи, като не се включват разходите за амортизации в съответствие с т. 32.5 от Указания-НВ. Получената стойност на оборотния капитал за „Пренос на топлинна енергия“ е 348 хил. лв., тази за „Производство на топлинна и електрическа енергия“ в размер на 9 896 хил. лв. е разпределена пропорционално на база балансовите стойности на ДА, обслужващи производството на двата продукта.

**15. Стойността на собствения капитал** е определена на база на отчетната стойност

към 31.12.2022 г., като не включва текущия финансов резултат. **Нормата на възвращаемост** на собствения капитал е в размер на **7%**, утвърдена от КЕВР за предходния ценови период. **Привлеченият капитал** и среднопретеглената му норма на възвръщаемост са определени в съответствие с условията по договорите за кредити и техните лихвени ставки. Дружеството посочва, че има задължения в размер на 12 024 хил. лв. и средно-претеглена лихва 4,97%. Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО – 10%.

**16. Прогнозни количества топлинна и електрическа енергия** – общото количество топлинна енергия за производство е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на **181 302 MWh** и топлинната енергия за собствени нужди в размер на **2 924 MWh**. Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база статистическите данни от 2019 г. с отчитане на текущото състояние на съоръженията и външните метеорологични условия. Посочва се, че отклонението на количеството за собствени нужди за новия ценови период спрямо същите количества за всички периоди варира от +2,75% до -18,82%. Общото количество произведена топлинна енергия в размер на **184 226 MWh** е сбор от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на **181 302 MWh** и количеството топлинна енергия за собствени нужди в размер **2 924 MWh**.

Дружеството прогнозира произведена електрическа енергия в размер на **109 693 MWh**, при средна електрическа мощност в размер на **2,226 MW** на мото-час и **49 279 мото-часа** на цялата инсталация за новия регулаторен период, които са съобразени с броя и продължителността на обслужванията, предписани от завода-производител.

Планираното количество електрическа енергия, предназначено за продажба, възлиза на **102 632 MWh**, като се посочва, че то е разлика между количеството произведена електрическа енергия от ИКПТЕЕ и количествата електрическа енергия за собствени нужди и електрическа енергия загубена при трансформацията на 6,3 kV и 20 kV в съоръженията на „ЕСО“ ЕАД. Дружеството посочва, че планираното отклонение на общото количество електрическа енергия за собствени нужди и загубите от трансформация за новия регулаторен период спрямо средноаритметичната стойност на същия показател за всички периоди е +10,27%. В топлоизточника на дружеството е извършена реконструкция на водо-тръбен котел ВК-100 (№ 4), свързана с поставяне на наклонена скара в пешната камера на съществуващия котел ВК 100 № 4 с цел производство на ТЕ, освен от изгаряне на природен газ и чрез оползотворяване на биомаса.

Дружеството прогнозира произведена топлинна енергия в размер на **114 763 MWh**, при средна топлинна мощност в размер на **2,329 MW** на мото-час и **49 279 мото-часа** на цялата инсталация за новия регулаторен период.

Планираното количество топлинна енергия, произведена от водогрейната част, е в размер на **69 463 MWh** и е разлика между общото количество произведена топлинна енергия в размер на 184 226 MWh и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 114 763 MWh.

Количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на **121 773 MWh**, които включват топлоенергия за отопление – **55 971 MWh** и топлоенергия за битово-горещо водоснабдяване – **65 762 MWh**. Топлинната енергия за отопление се определя въз основа на анализ на отчетни данни по години и очакваното реализирано количество топлинна енергия към края на отоплителен сезон 2022/2023 г. Количеството топлинната енергия за отопление се планира в размер **55 971 MWh**, при средна външна температура за отоплителните месеци 8,17°C и обща сума на ден-градусите за годината 1 797. Това количество е получено по изчислителен път с прилагане на формулата за определяне на количеството топлинна енергия за отопление. Дружеството посочва също, че се очаква тенденция за увеличение на консумацията на топлинна енергия за отопление.

Планираното количество топлинна енергия за БГВ е в размер на **65 762 MW**, като се посочва, че отклонението на това количество за новия регулаторен период спрямо



средноаритметичната стойност на същия показател за всички периоди е с +0,29%.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях** е определено на база статистическите данни от 2019 г. с отчитане на текущото състояние на топлопреносната мрежа и външните метеорологични условия и е в размер на **50 881 MWh**, което е с 9,25% по-високо от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2019 г. – 2022 г.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции** е в размер на **4 277 MWh** и е с 1,74% по-ниско от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2019 – 2022 г. Определено е на база статистическите данни по години от 2019 г. и Методика, разработена от ТУ-София.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от изтичане на топлоносител** от водната топлопреносна мрежа за новия ценови период е в размер на **4 371 MWh** и е със 7,15% по-ниско от стойността на показателя за изминалия период. Определено е при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 9,02 m<sup>3</sup>/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 71 и 48. Дружеството счита, че е приемливо да се приеме това количество за новия ценови период, предвид състоянието на топлопреносната мрежа.

**Общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи** за периода 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г. е в размер на **59 529 MWh**. Отклонението на това количество за новия регулаторен период спрямо средноаритметичната стойност на същия показател за всички периоди е +7,00%.

В резултат на гореизложените допускания и изчисления, за новия ценови период се планира количеството топлинна енергия с гореща вода отпусната към преноса да е в размер на **181 302 MWh**.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 17,823 MW.**

#### **Образуване на цените:**

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

Разходите за ремонт отнесени към електрическата енергия са коригирани спрямо отчета за 2022 г., като са завишени с 15,3%. За целта е използвана информация от официалния сайт на Националния статистически институт, където се посочва, че средногодишната инфлация за 2022 г. е 15,3%. Корекцията е в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

Корекциите за природен газ и за CO<sub>2</sub> квоти, посочени от дружеството в Справка № 1 „Разходи“ не се признават като ценообразуващ елемент, формиращ променливите разходи. Следва да се има предвид, че след извършено преизчисление в отделна справка, необходимите годишни приходи на дружеството са коригирани с получената разлика, в съответствие с чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ.

2. В справка № 5 „Технико-икономически показатели в преноса“ са извършени следните корекции:

Технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са намалени до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби с относителен дял 22,35% от топлоотдаване и изтичане, в съответствие с т. 6 от общия подход.

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 50 296,00 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 88,00 евро/t (172,11 лв./t)

**Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 172,11 лв./t X 50 296,00 t = 8 656 хил. лв.**

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са **30 594 knm<sup>3</sup>** и **15 683 т** биомаса.

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо

предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 90,52 лв./MWh;
3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа –  $0,87+3,92 = 4,79$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 95,30 лв./MWh.**

Ниво 0

## Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

## 1. Корекция по природен газ

		2022/2023												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	22 641	22 174	19 568	21 726	22 121	24 844	26 343	26 129	25 357	30 318	26 194	22 769	<b>290 184</b>
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	116,56	116,56	116,56	116,56	116,56	116,56	116,56	116,56	116,56	116,56	116,56	116,56	<b>116,56</b>
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	186,15	297,53	353,18	233,11	123,02	146,09	179,33	124,34	106,74	106,74	106,74	106,74	<b>166,38</b>
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-1 575,80	-4 016,77	-4 630,56	-2 534,92	-142,68	-733,64	-1 653,56	-203,28	249,01	557,84	1 021,82	1 086,30	<b>-12 576</b>
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	<b>186,17</b>	<b>297,89</b>	<b>353,21</b>	<b>233,36</b>	<b>123,01</b>	<b>146,09</b>	<b>179,33</b>	<b>124,34</b>	<b>106,74</b>	<b>98,16</b>	<b>77,55</b>	<b>68,85</b>	<b>159,92</b>
		-0,02	-0,36	-0,03	-0,25	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	8,58	29,19	37,89	
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	186,16	297,71	353,20	233,23	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	<b>159,90</b>

## 2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	<b>47 224</b>
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	<b>91,30</b>
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	<b>82,43</b>
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	<b>819,25</b>

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
<b>-13 687,18</b>	<b>-13 728,42</b>	<b>-41,23</b>

$$Ht = Qg * (Цпг - Цп)t + Qe * (Цпе - Цп)t \pm Pt-1 = -11 798,24$$

**„Топлофикация - Бургас“ АД е представило становище с вх. № Е-14-13-7 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

1. По отношение на **разходите за природен газ** дружеството изразява несъгласие с определената от Комисията цена на природния газ от 95,30 лв./MWh, която е с 18,34 лв./MWh по-малко от предложената в заявлението цена. „Топлофикация - Бургас“ АД посочва, че във връзка с нагнетяване, добив и поддържане на запасите на природен газ в ПГХ „Чирен“, съгласно сключен договор за компенсиране на сезонна неравномерност, с доставчика „ТИБИЕЛ“ ЕООД, за компенсиране на годишната неравномерност за периода декември 2023 г. - април 2024 г., среднопретеглената цена на природния газ, нагнетен в ПГХ „Чирен“, е 250 лв./MWh. Дружеството иска да се преразгледа определената от Комисията цена на природния газ включително за пренос и достъп.
2. По отношение на **разходите за ремонт отнесени към електрическата енергия**, дружеството изразява несъгласие с тяхното намаление от 2 491 хил. лв. на 508 хил. лв. или с 1 394 хил. лв. до нивото на отчетната стойност през 2022 г., завишени с 15,3%. Заявява, че разходите за ремонт отнесени към електрическата енергия, посочени в условно-постоянните разходи, са в размер на 2 491 хил. лв. Увеличаването им спрямо отчетната 2022 г. в новия регулаторен период се дължи на междинни ремонти на 10 000 работни часа на газо-бутални двигатели (ГБД) № 1, 2, 3, 4, 5 и 6. Посочва, че тези разходи са включени в разходите за ремонт и поддръжка, тъй като възстановяват производствените характеристики на съоръженията, без да добавят качествени или количествени подобрения и поради този факт са предвидени в ремонтната програма на дружеството.
3. По отношение на **разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>)** дружеството изразява несъгласие с тяхното редуциране от 9 148 хил. лв. на 8 656 хил. лв., тъй като цената им е коригирана от 93 евро/t. или 181,89 лв./t. на 88 евро/t. или 172,11 лв./t. Дружеството посочва, че за периода 01.07.2023-30.06.2024 г. предстоящите на закупуване емисии парникови газове за производството на електрическа и топлинна енергия в размер на 9 148 хил. лв. са изчислени при прогнозна цена от 93 евро/t. или 181,89 лв./t. Заявява, че цената, по която реално са закупени емисиите за 2022 г. през месец април 2023 г. е 189,72 лв./t или 97 евро/t, която е по-висока в сравнение с предложената от тях цена. Дружеството иска КЕВР да признае разходите за покриване на дефицита в предстоящия регулаторен период в размер на 9 148 хил. лв. при цена от 93 евро/t или 181,89 лв./t.
4. По отношение на **технологичните разходи по преноса на топлинна енергия** дружеството изразява несъгласие с намалените до достигане на стойността на регулирани от Комисията, топлинни загуби с относителен дял 22,35% от топлоотдаване и изтичане. Дружеството заявява, че няма възможност да достигне предложения от Комисията показател от 22,35%. От дружеството са приложили данни в табличен вид за последните 4 календарни години относно отклонението на реалното количество технологични разходи спрямо прогнозното, което варира между -6,55% до +6,55%.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**1. Възражението по отношение на разходите за природен газ не се приема.**

Съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ разходите за основно гориво природен газ се остойностяват въз основа на: изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 1 и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през

газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа.

Комисията е определила прогнозните разходи за природен газ за предстоящия ценови период въз основа на действащи договори, сключени от обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД с различни доставчици, които осигуряват необходимите количества природен газ за вътрешния пазар, както и въз основа на прогнозни данни за потреблението на природен газ по месеци, в периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., в съответствие с т. 11 от общия подход. При изчисляване на еднокомпонентната цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода и преференциалната цена на електрическата енергия комисията е взела предвид отчетните данни, предоставени от „Топлофикация- Бургас“ АД в Приложение №2.

Комисията не е извършвала корекции на заявените количества природен газ.

## **2. Възражението по отношение на разходите за ремонт отнесени към електрическата енергия не се приема.**

С ежегодното определяне на цени на енергия от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на конкретната икономическа ситуация. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата „топλοςнабдяване“ от друга. По отношение на разходите за ремонт, които са условно-постоянни разходи, са допуснати увеличения на стойностите в сравнение с отчетените през изминалия регулаторен период с 15,3 % средногодишна инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо същия период на 2021 г. в съответствие с официални данни от НСИ.

Инфлацията е измерена чрез Индекс на потребителските цени, който е официалният измерител на инфлацията в Република България.

Комисията счита, че за целите на регулирането, коригирането на разходите за ремонт е извършено при съблюдаване на т. 1 и т. 1.2 от общия подход. Дружеството следва да извършва необходимото планиране, при минимални разходи и средства, и да извършва ремонти с нужното качество, така че да не се застрашава безопасната експлоатация на производствените и топлопреносните съоръжения, както и сигурността и качеството на топлинната и електрическата енергия, доставяна на клиентите на дружеството. Комисията няма задължение да отразява в цените предвидените нива на ежегодните повишения на разходи за ремонти. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за ремонти, свързани с лицензионната дейност, следва да бъдат по-високи, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

Комисията е коригирала разходите за ремонт в съответствие с т.1 и т.1.2 от общия подход.

Разходите за ремонт са следните:

- заявени за новия ценови период – 2 906 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 843 хил. лв.;
- признати за новия ценови период 923 хил. лв.

## **3. Възражението по отношение на разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) не се приема.**

Количествата емисии въглероден диоксид за производство на електрическа енергия и топлинна енергия са в съответствие с изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.11. и т. 20.12. от Указания-НВ, като изчислените емисии са на база прогнозните, утвърдени от Комисията количества горива.

Комисията е определила прогнозна цена на CO<sub>2</sub> квоти въз основа на данни от календар за търговете на Европейската енергийна борса (European Energy Exchange) за периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. с направена симулация на търговете за CO<sub>2</sub> квоти,

по месеци, като е допуснато увеличение на цените на CO<sub>2</sub> квоти до края на периода в диапазона от 85,0 до 90,0 €/t, при която е постигната средна цена на CO<sub>2</sub> квоти за целия прогнозен период в размер на 88,00 €/t CO<sub>2</sub>.

Корекциите са направени в съответствие с т. 13 от общия подход.

#### **4. Възражението по отношение на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия не се приема.**

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага и необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават

количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 32,83%;
- отчетени за 2022 г. – 32,802%;
- признати за новия ценови период – 22,35%.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация - Бургас“ АД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Топлофикация – Бургас“ АД</b>			
<b>1. Справка 1 – „Разходи“:</b>	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение</b>
1.1. Разходи за ремонт отнесени към електрическата енергия, хил. лв.	2 491	508	-79,6%
1.2. Разлика между прогнозна и отчетна цена, съгл. чл. 24 от Наредба № 1, хил. лв.	12 995	0	-100%
<b>2. Справка 4 – „ТИП в преноса“:</b>			
2.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	32,83	22,35	-10,48%
2.2. Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	121 773	140 773	+15.60%

**След извършените корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Топлофикация – Бургас“ АД</b>	<b>лв./MWh , без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>605,38</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>364,40</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>95,20</b>

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 63 734 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 62 187 хил. лв., от които условно-постоянни – 8 989 хил. лв. и променливи – 53 198 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 21 823 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,09%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 102 632 MWh;

- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 140 773 MWh.

### **5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-53-4 от 04.04.2023 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 144,74 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 534,49 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	632,20	495,59	534,49	+7,85
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	136,51	136,51	144,74	+6,03

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ – 1 103,06 лв./knm<sup>3</sup>, без ДДС.

С писмо с изх. № Е-14-53-4 от 12.04.2023 г. на КЕВР от дружеството е изискана допълнителна информация относно: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ; попълнени справки относно прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ, която е предоставена в КЕВР с писмо с вх. № Е-14-53-4 от 20.04.2023 г.

#### **„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е представило следната обосновка:**

Дружеството е представило подробна информация за „Исходна ситуация и нормативни основания за подаване на заявление за определяне на цените за регулаторен период от 01.07.2023 г.“, в която се коментират: нормата на възвращаемост на капитала, регулаторна база на активите, планираните продажби на топлинна енергия, размер на технологичните разходи, планирани продажби на електрическата енергия, прогнозните цени на природния газ и на въглеродните емисии, цените за достъп и пренос през газопреносната мрежа, оборотния капитал и др.

По отношение на ценообразуващите елементи и образуването на цените, е изложено следното:

Възвращаемостта на регулаторната база на активите следва концепцията за



среднопретеглената цена на капитала. Стандартната методология за изчисляване на среднопретеглената цена на капитала отчита цената на собствения капитал и цената на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура на дружеството. Дружеството посочва, че нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане е изчислена по формула, съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ. За изчисляване на цената на собствения капитал, дружеството е приложило международно приет модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Asset Pricing Model – CAPM), съгласно който нормата на възвръщаемост е определена по следната формула:  $НВСК = \text{Безрискова премия} + \beta e * \text{Пазарна рискова премия}$ .

Безрисковата премия е в размер на 1,8151%. За нейното определяне е приет дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, среднопретеглен за последния 12-месечен период от март 2022 г. – февруари 2023 г. по данни на БНБ.

Дружеството е използвало информация, публикувана в сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business, актуална към 05.01.2023 г., от където е получило, че безлостовият отраслов  $\beta$  коефициент за 2022 г. по отношение на дружествата в електроенергийния сектор е в размер на 0,42. При капиталова структура от 118,75% и размер на данъчната ставка 10% безлостовият отраслов  $\beta$  коефициент е преобразуван в лостов  $\beta$  коефициент, със стойност 0,874.

По отношение на пазарната рискова премия, дружеството посочва, че съгласно публикациите на Aswath Damodaran, актуализирани към 01.01.2023 г., същият препоръчва стойност от 5,94% за развитите пазари и странови риск за България 2,76%. Сборът от стойностите на системния риск и специфичния странови риск за България представлява **пазарната рискова премия от 8,70%**.

При направените допускания, дружеството е изчислило **норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 9,4182%**.

Дружеството е изчислило **норма на възвръщаемост на привлечения капитал** в размер на 3,9362% и е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал.

**Нормата на възвръщаемост на капитала** е изчислена от дружеството в размер на **6,92%**, като за пресмятанята са използвани определени параметри: дял на собствения капитал – 46%; дял на привлечения капитал – 54% и корпоративен данък по ЗКПО – 10%, както и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 9,4182%.

За новия регулаторен период условно-постоянните разходи са увеличени с 15,00% (или с 924 хил. лв. спрямо отчета за 2022 г.).

**Разходи за амортизация** – те са определени на база амортизационната политика на дружеството при спазване указанията на КЕВР, като отчитат движенията на активите през базовата година, включително и капитализираните към 31.12.2022 г. За новия ценови период се планират в размер на 2 254 хил. лв., което е с 106 хил. лв. повече спрямо отчета за 2022 г.

**Разходи за ремонт** – планирани са в размер на 991 хил. лв. или са с 152 хил. лв. повече спрямо отчета за 2022 г. (+18%). Дружеството посочва, че увеличението се дължи основно на увеличаването на цените на резервните части за ко-генераторните инсталации и предвиденото извършване на ремонтни дейности на електрически уредби 20kV, 6kV, 0,4kV, прекъсвачи, релейни защиты и кабелни трасета.

**Разходи за заплати и възнаграждения** – определени са на база действащите организационна структура, политиката за управление на човешките ресурси и средствата за работни заплати и възнаграждения. Планираните разходите за заплати и възнаграждения (2 106 хил. лв.) и за осигурителни вноски и социални разходи (588 хил. лв.) за бъдещия регулаторен период възлизат на 2 694 хил. лв., като увеличението е 529 хил. лв. спрямо базисната 2022 г.

**Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ**, са планирани на база отчетените през 2022 г. разходи, индексирани с прогнозна средно годишна инфлация от

7,3%, съобразена с последствията от Ковид-19, пазарната обстановка и очаквания за негативно влияние върху икономиката в резултат от войната в Украйна. За целта е използвана информация от официалния сайт на НСИ, актуална към 28.03.2023 г. Посочва се, че за последните 8 месеца от 07.2022 г. до 02.2023 г. инфлацията е 7,3% (3,0% за периода 12.2022 г. – 02.2023 г.), а средногодишната инфлация за 2022 г. е 15,3%. В тази връзка, дружеството предвижда увеличение на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в размер на 14,5% (137 хил. лв.), от 954 хил. лв. до 1 092 хил. лв.

Дружеството е представило справка за разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, и заявява, че при някои от тях се наблюдава по-съществено изменение, както следва: експертни и одиторски услуги в размер на 330 хил. лв. или разлика спрямо отчета за 2022 г. с 30 хил. лв.; данъци и такси в размер на 101 хил. лв. или разлика спрямо отчета за 2022 г. с 34 хил. лв.

**Променливи разходи** – планирани са в размер на 34 256 хил. лв. или увеличение с 2 888 хил. лв. спрямо отчета за базовата 2022 г. (31 367 хил. лв.)

**Разходи за основно гориво** – планираният разход на природен газ е в размер на 28 243 хил. лв., изчислен с прогнозни цени. Използвани са месечни котировки, базирани на сетълмент цени за финансов фючърс за хъб TTF от EEX Financial Futures (EGSI) Market Data (eex.com) предвид методиката за ценообразуване на „Булгаргаз“, в която преобладаващ дял има цената за месец-напред на хъб TTF. Разходите за пренос и достъп са калкулирани на база тарифите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газовата година 01.10.2022 г. - 30.09.2023 г.

**Разходи за вода** – прогнозните разходи за вода са 144 хил. лв. и са формирани от три компонента – за подпитаване на топлопреносната мрежа, за производство и за битово водоснабдяване на производствената централа, в съответствие с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия. В разходите за вода са включени, както тези за закупуване на питейна вода, така и за канал, отвеждане и пречистване. Размерът им в бъдещия ценови период е завишен с 26 хил. лв., което посочват, че се дължи на увеличение на цените на водоснабдителните услуги на „Водоснабдяване и канализация-Варна“ ООД – съответно от 01.07.2022 г. с 10% и от 01.01.2023 г. с допълнителни 10%.

**Разходи за закупена енергия** – разходите за закупена електроенергия са в размер на 271 хил. лв. и са формирани от количеството електрическа енергия за абонатните станции и за собствени нужди на производствената централа, в съответствие с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия. Запазването им в бъдещия период спрямо отчетната 2022 г. се дължи главно на повишението на цената на електрическата енергия на международните пазари и получените финансови компенсации за това. Към тези разходи не са предвидени такси за достъп до електропреносната мрежа на производители на електрическа енергия от ВЕКП.

**Разходи за консумативи, химикали и реагенти** – са планирани в размер на 27 хил. лв. или с 3 хил. лв. повече от отчетната година поради завишените цени на химикали, реагенти и транспортни услуги. Те включват: разходи за очистен разсол, хидрохикс и др. химикали и консумативи. Планирани са спрямо нуждите в производството и преноса, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия.

**Разходи за външни услуги** – са планирани в размер на 216 хил. лв. или това е увеличение с 16 хил. лв. спрямо базисната 2022 г. Дружеството заявява, че по-високото ниво на разходите за външни услуги се дължи на подобряване и поддържане на високо ниво на информираност на клиентите, включващо различни рекламни и комуникационни кампании. В разходите за външни услуги са включени и разходи за обслужване на информационните технологии – хардуери, в т. ч. поддръжка на компютри, сървъри, периферна компютърна техника и мрежа, както и консултантски услуги и поддръжка по счетоводната система на дружеството (ERP Business Central).

**Акциз на природния газ** – разходите за акциз на природния газ са прогнозирани в размер на 279 хил. лв. и са определени на база изчисленото количество с помощта на ценовите приложения.

**Разходи за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>)** – разходът за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) възлиза на 5 875 хил. лв. и е получен като произведение на общото количество на дефицита 33 450 t.CO<sub>2</sub>, след приспадане на количеството на безплатните квоти, и прогнозна цена 89,80 евро/t.CO<sub>2</sub>. Посочва се, че разходът е по-голям спрямо 2022 г., поради увеличението на пазарната цена.

Дружеството е направило съответните изчисления по формулата на чл. 24а, ал.1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и е получен **окончателният недовзет приход за природен газ** в размер на **6 852 хил. лева** и за **недовзет приход от въглеродни емисии** в размер 799 хил. лв.

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД заявява, че корекцията на установената разлика от предходния ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво – природен газ и разходите за квоти въглеродни емисии, са приложени отделно в Справка 1 „Разходи“ от модела за ценообразуване, съответно като корекция на разходите за природен газ и разходите за въглеродни емисии. За целта в Справка № 1 „Разходи“, дружеството е добавило ред 72 (Надвзет/недовзет приход от газ) за корекцията на разходите за природен газ и ред 90 (Надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии) за корекцията на разходите за CO<sub>2</sub> квоти. Посочва се, че добавените стойности са включени в сумата на променливите разходи, но **поради добавените редове се е наложило дружеството да промени определени формули в ценообразуващите справки.**

**Необходими годишни приходи** са изчислени от дружеството по формулата на чл. 7 от НРЦТЕ и са в размер на **43 722 хил. лв.** или с 4 515 хил. лв. повече спрямо базисната 2022 г. (39 207 хил. лв.).

Към обосновката, дружеството е изложило допълнителни аргументи и пояснения относно технико-икономическите и финансовите параметри за прогнозния период по отношение на:

- Признатата стойност на Дълготрайните активи към 31.12.2022 г.;
- Вътрешногруповите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията (финансово – административни услуги, правни и корпоративни услуги, човешки ресурси, IT и телекомуникация);
- Разходи за ремонт през прогнозния период;
- Разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub> квоти);
- Разпределението на разходите за амортизации при производството между електрическа, топлинна енергия и общо за двата продукта за прогнозния период;
- Прогнозните количества отпусната топлинна енергия за разпределение през прогнозния период (за отопление и за битово-горещо водоснабдяване);
- Прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи през периода 2023/2024 г. (за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях, технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции и технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа);
- Топло и електро-производството, собствени нужди и основни технико-икономически показатели (произведеното количество топлинна и електрическа енергия, собствени нужди на топлинна и електрическа енергия);
- Прогнозните количества горива през новия ценови период 01.07.2023-30.06.2024 г.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 11,18 MW.**

#### **Образуване на цените:**

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:
  - корекциите за природен газ и за CO<sub>2</sub> квоти, посочени от дружеството в Справка № 1 „Разходи“ не се признават като ценообразуващ елемент, формиращ променливите разходи. Следва да се има предвид, че след извършено преизчисление в отделна справка,

необходимите годишни приходи на дружеството са коригирани с получената разлика, в съответствие с чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 33 450 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 172,11 лв./t X 33 450 t. = 5 757 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 19 393 km<sup>3</sup>.

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление по месечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. - 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 92,96 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,04 + 2,95 = 3,99 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 96,95 лв./MWh.**

Ниво 0

**Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:****1. Корекция по природен газ**

		2022/2023												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	10 262	10 007	8 965	10 518	15 331	25 924	26 301	24 113	27 010	19 309	11 436	10 088	<b>199 266</b>
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	117,71	117,71	117,71	117,71	117,71	117,71	117,71	117,71	117,71	117,71	117,71	117,71	<b>117,71</b>
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	177,79	284,50	337,32	222,86	118,77	140,58	177,97	122,95	106,12	103,08	92,54	85,50	<b>150,19</b>
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-659,52	-1 736,10	-2 040,08	-1 161,22	-48,79	-664,30	-1 602,78	-143,14	304,71	377,50	459,27	492,91	<b>-6 422</b>
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	<b>186,17</b>	<b>297,89</b>	<b>353,21</b>	<b>233,36</b>	<b>123,01</b>	<b>146,09</b>	<b>179,33</b>	<b>124,34</b>	<b>106,74</b>	<b>98,16</b>	<b>77,55</b>	<b>68,85</b>	<b>151,86</b>
		-8,38	-13,39	-15,89	-10,50	-4,24	-5,51	-1,36	-1,39	-0,62	4,92	14,99	16,65	
Цена на пр. газ, Цпl	BGN/MWh	181,98	291,19	345,26	228,11	120,89	143,33	178,65	123,65	106,43	98,16	77,55	68,85	<b>149,94</b>

**2. Корекция по въглеродни емисии**

Количество, Qe	тона	<b>30 550</b>
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	<b>91,30</b>
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	<b>82,43</b>
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	<b>529,99</b>

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
<b>-8 969,21</b>	<b>-9 027,05</b>	<b>-57,84</b>

$$Ht = Qg * (Цпг - Цпl)t + Qe * (Цпе - Цпl)t \pm Pt-1 = -5 949,39$$

**„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-53-5 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

1. Изразява несъгласие по отношение на корекция на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал.1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Дружеството посочва, че е допусната техническа грешка като не са нулирани (не са признати) корекциите за надвзет приход от CO<sub>2</sub> квоти (клетка G90) в размер на -799 хил. лв. и съответно да се коригират променливите разходи от 26 097 хил. лв. на **26 896** хил. лв.

2. Изразява несъгласие по отношение на прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за регулаторния/ценовия период:

Дружеството посочва, че определената от регулатора за целите на чл. 33а от ЗЕ прогнозна пазарна цена на електроенергията за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 240,98 лв./MWh е въз основа на извършени анализи и симулации на база търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност се съпоставят с тези на румънския и унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърсните сделки на HUDEX.

Към 30.05.2023 г. разликите в стойностите на прогнозните фючърси са по-ниски спрямо публикуваните в доклада съответно средно с 13% за Q3 23 и Q4 23 на EEX-IBEX и 12% за Q1 24 и Q2 24 на EEX-HUPEX. Дружеството счита, че актуализацията им е необходима, за да се постигне по-прецизно определяне на прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. за производителите на електрическа и топлинна енергия, произведена от ВЕКП.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**1. Възражението на дружеството относно корекциите за надвзет приход от CO<sub>2</sub> квоти се приема.**

Сумата в размер на -799 хил. лв. е нулирана в справка №1 „Разходи“.

**2. Възражението по отношение на прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за регулаторния/ценовия период не се приема.**

За целите на чл. 33а от ЗЕ, комисията е извършила анализи и симулации и е определила прогнозна пазарна цена за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в съответствие с т. 16 от общия подход.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД</b>			
<b>1. Справка № 1 – „Разходи“:</b>	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение</b>
1.1. Надвзет/Недовзет приход от газ, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ	6 851	0	-100%
1.2. Надвзет/Недовзет приход от въглеродни емисии, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ	-798,9	0	+100%
<b>2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>			
2.1. Природен газ, BGN/knm <sup>3</sup>	1 103,06	1 042,45	5,5%

**След извършените корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>519,20</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>278,22</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>136,99</b>

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 36 298 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 33 927 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 031 хил. лв. и променливи – 26 896 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 34 264 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 6,92%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 038 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 61 903 MWh.

**6. „Топлофикация – Враца“ ЕАД**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-06-5 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 257,70 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 612,82 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация – Враца“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

<b>Показатели</b>	<b>Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh</b>	<b>Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh</b>	<b>Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh</b>	<b>Изменение, %</b>
<b>к. 1</b>	<b>к. 2</b>	<b>к. 3</b>	<b>к. 4</b>	<b>к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100</b>
Преференциална цена на електрическата енергия	<b>802,63</b>	<b>610,74</b>	<b>612,82</b>	<b>+0,34</b>
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	<b>113,15</b>	<b>113,15</b>	<b>257,7</b>	<b>+127,75</b>

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както

следва:

- цена на природен газ – 1 237,14 лв./ $\text{knm}^3$ ;
- друг вид гориво (ВЕИ) – 390,00 лв./t; при долна работна калоричност – 4 140 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-06-5 от 12.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация относно: комплексно разрешително, издадено на дружеството по Закона за опазване на околната среда, заедно с всички актуализации към него; справки относно прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ, която е представена в КЕВР с писмо с вх. № Е-14-06-5 от 25.04.2023 г. В допълнение дружеството е приложило разчет на средна цена на природен газ за ценовия период 07.2023 г. – 06.2023 г., с включени количества от ПГХ „Чирен“.

С писмо с вх. № Е-14-06-5 от 03.05.2023 г. дружеството е предоставило допълнителна информация към заявлението за утвърждаване на цени, а именно подписан договор за компенсиране на сезонна неравномерност чрез природен газ съхранен в ПГХ „Чирен“.

### **„Топлофикация – Враца“ ЕАД е представило следната обосновка:**

#### **I. Условно постоянните разходи**

Прогнозата на условно постоянните разходи за новия регулаторен период е изготвена на база отчетни данни към 31.12.2022 г. Промените в прогнозата на условно постоянните разходи за новия ценови период, спрямо предходната година, са във връзка с променени цени на услуги, резервни части и ремонти, заложен планови и текущи ремонти по ремонтната програма.

1. Разходите за амортизации са определени на основата на амортизационен план, изготвен в съответствие с очаквания полезен живот съгласно изискванията на МСС. За следващия регулаторен период дружеството очаква общият размер на разходите за амортизации да покажат минимално увеличение в следствие на новопридобити дълготрайни активи през 2022 г.

2. Разходите за ремонт са прогнозиран на база изготвената и утвърдена ремонтна програма за ценовия период в дружеството. Програмата за ремонти е съизмерима с отчета за предходната година, минималното нарастване се дължи на следните фактори: предстоящи ремонти на инсталациите за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в ТЕЦ „Градска“ на когенератор 1 и когенератор 2, съгласно предписанието на производителя с цел гарантиране на безаварийна работа през ценовия период и необходимата топлинна енергия за топлопреносната система. Основната част от ремонтите дружеството планира да извърши със собствени сили. За дейностите по доставка на необходимите резервни части са сключени договори по реда на ЗОП за доставка на резервни части; ремонти на турбокомпресорите, съгласно програмата за поддръжка на производителя – АВВ. Дружеството е обявило процедура по реда на ЗОП за доставка на резервни части и ремонти; ремонти на инсталацията за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в ОЦ „Младост“, съгласно предписанията на завода производител. Видовете работи на необходимия брой работни часове се изпълняват на база сключено рамково споразумение с „Филтър“ АД; подмяна на части от топлопреносната мрежа с констатирана висока аварийност.

Дружеството заявява, че ежегодно изпълнява дейности по отстраняване на аварии по топлопреносната мрежа за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия.

През 2022 г. отчетените технологичните разходи по преноса са 38,19% и с изпълнение на предвидените дейности в ремонтната програма дружеството предвижда достигане на 38,15%.

3. Разходите за персонал и съответните плащания за осигуровки са прогнозиран на база достигнати разходи през 2022 г. и заложено увеличение във връзка с промяната на минималната работна заплата за страната и свързаното с това увеличение на допълнителните



плащания на база договорени основни заплати. Предвидено е и увеличение на средствата за работни заплати с цел попълване на незаетите работни места по звената за окомплектоване на сменния персонал поради завишено текучество и затруднения при намиране на персонал с необходимата квалификация.

4. Увеличението на разходите за осигурителни вноски е във връзка с увеличените разходи за заплати и възнаграждения.

Увеличението на социалните разходи, заложено в прогнозата за 2023 г., е на база отчета за 2022 г. Минималното увеличение заложено за 2023 г. е във връзка с увеличението на персонала, както и от факта, че решението по повод увеличения размер на ваучерите за храна приет със Закона за държавния бюджет на Република България за 2022 г. е приложен в дружеството от м. юни 2022 г., а не от началото на годината.

5. Разходите пряко свързани с регулираните дейности за новия ценови период са прогнозирани на база достигнатите разходи по отчет за 2022 г. и съответните корекции във връзка с увеличените цени на горивата, енергията, материалите, резервните части и услугите. Най-голямо увеличение има в две пера на разходите – абонаментно поддържане и безплатна храна съгласно нормативен акт, в това число:

- Разходи за абонаментно поддържане – увеличение на прогнозните разходи спрямо отчета за 2022 г. с 40 хил. лв. в сключени нови договори, свързани с дейности по отстраняване на аварии по преносната мрежа и възстановяване общинска инфраструктура. Поради настъпилото увеличение цените на горивата, резервните части, консумативите и материалите са съответно завишени и сумите на договорите в рамките на отчетената инфлация. Към тези разходи се включени и периодичните разходи за техническа проверка, инспекция, текущо поддържане и обслужване на съоръженията и специализираната автотранспортна техника от външни фирми.

- Разходите за безплатна храна, противотрови и други добавки съгласно Наредба № 11 от 21 декември 2005 г. са увеличени спрямо отчета за 2023 г. във връзка с увеличение на персонала, въвеждането в експлоатация на новата генерираща мощност, работеща с биомаса в ОЦ „Младост“.

Другите разходи пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, бележат минимални увеличения спрямо отчета за 2022 г., и са както следва:

- Разходите за гориво за автотранспорт, работно облекло, канцеларски материали и материали за текущо поддържане за новия ценови период са в размер на 72 хил. лв. и спрямо предходната година имат увеличение с 14 хил. лв. Увеличението се дължи основно на увеличените цени на горивата и материалите.

- Разходите за материали за текущо поддържане са завишени с 2 хил. лв. основно във връзка с по-високите цените.

- Разходите за застраховки са на база действително сключени застрахователни полици. Изменението спрямо 2022 г. е увеличение с 3 хил. лв., поради по-висока застрахователна стойност на имуществото в следствие на новопридобитите и въведени в експлоатация през 2022 г. активи.

- Групата разходи – данъци и такси, пощенските разходи, разходите за противопожарна и въоръжена охрана, проверка на уреди, експертни, вода, осветление и отопление, охрана на труда, разходи за публикации и лицензионни такси имат общо увеличение от 36 хил. лв. Основната причина са увеличените цени на горивата, енергията, материалите и консумативите.

- Разходите за наеми през 2023 г. бележат увеличение спрямо 2022 г. с 33 хил. лв. Причината са сключените договори за наем на складови помещения за складиране на доставена биомаса, тъй като дружеството не разполага с такива.

- Съдебните разходи са запазени на нивото от 2023 г.

- Разходите за събрано инкасо представляват изплатените суми и комисионни за събрано инкасо от Български пощи, Ипей, Изипей, тъй като дружеството няма други изнесени каси и пунктове за инкасиране на дължимите суми и такси от абонатите и ползва

услугите на други фирми. Поради увеличените им разходи при извършване на дейността има леко завишение на договорените комисионни за 2023 г. Увеличението в размер на 11 хил. лв.

## II. Променливите разходи

1. Разходите за гориво за прогнозния период 2023 г. – 2024 г. са изчислени на база количество гориво и прогнозна цена на природния газ през новия ценови период, с добавка за капацитет и пренос в размер на 114,44 лв./MWh, при коефициент на преобразуване 10,81 kWh/m<sup>3</sup> или – 1 237,14 лв./1000 nm<sup>3</sup> без ДДС.

2. Разходите за енергия, вода и консумативи са съобразени с обема на производството и действащите в момента цени. В разходите за консумативи/химикали и реагенти са включени разходите за химикали, реагенти и добавки за обработка на циркулиращата вода в магистралата и централите, както и за охлаждащата вода на генериращите мощности за комбинирано производство. С тази обработка се цели омекотяване и химическа обработка на водата с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по магистралните топлопроводи и от там намаляване на пробивите, аварията и загубите от изтичане. В това перо са включени и разходите за масло – за доливане и подмяна, на двигателите и генераторите в инсталациите за комбинирано производство съгласно предписанията на производителя и достигнатите действителни показатели в процеса на експлоатация. В прогнозата е предвидено увеличение на тези разходи в размер на 99 хил. лв. Основната причина е скокът в цените на горивата и електрическата енергията от началото на 2022 г.

3. В разходи за външни услуги са включени разходите за балансиране и достъп до разпределителната мрежа. Прямо отчета за 2022 г. е заложено увеличение в размер на 233 хил. лв. Според дружеството основната причина е високият ръст на електрическата енергия на борсата.

III. Регулаторна база на активите – стойността на дълготрайните активи и размерът на амортизациите са съгласно данните по счетоводния баланс на „Топлофикация-Враца“ ЕАД към 31.12.2022 г. Размерът на финансиранята за дълготрайни активи са съгласно изготвения баланс към 31.12.2022 г.

Размерът на оборотния капитал е определен в съответствие с Раздел II –Регулаторна база на активите на Указания-НВ и данните от баланса на дружеството за 2022 г. Поради отрицателната му стойност в ценовия модел, размерът на оборотния капитал е определен като 1/8 от признатите годишни разходи за дейността.

IV. Цени – ниският относителен дял на реализираната топлинна енергия е една от причините да се формира висока цена на топлинната енергия – 257,70 лв./MWh без ДДС.

Дружеството посочва, че ниският относителен дял на реализираната топлинна енергия е една от причините да се формира висока цена на топлинната енергия. Вземайки предвид действащата цена на топлинната енергия към настоящия момент и предвид финансово икономическите условия в гр. Враца, равнището на заетост и размера на безработицата, както и допълнителните утежняващи фактори породени от войната в Украйна и последиците от COVID кризата, в резултат на което се наблюдава увеличение на инфлацията и съпроводеното с това влошаване покупателната способност на абонатите на дружеството, се предлага да бъде запазено равнището на действащата цена на топлинната енергия и през новия ценови период.

Получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения за отчетния период са в размер на 12 191 лв.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 8,244 MW.**

### Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- прогнозните разходи за „такса събрано инкасо“ не са признати като част от

условно-постоянните разходи, тъй като са неприсъщи за лицензионните дейности и не следва да бъдат заплащани чрез цените на енергията от клиентите на дружеството, като корекцията е направена в съответствие с приетия общ подход;

- корекциите за природен газ и за CO<sub>2</sub> квоти, посочени от дружеството в Справка № 1 „Разходи“ не се признават като ценообразуващ елемент, формиращ променливите разходи. Следва да се има предвид, че след извършено преизчисление в отделна справка, необходимите годишни приходи на дружеството са коригирани с получената разлика, в съответствие с чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ.

2. В справка № 5 „Технико-икономически показатели в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са намалени в съответствие с т. 6 от общия подход.

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 - 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 93,21 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,02 + 5,00 = 6,02 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 99,23 лв./MWh.**

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 31 710,38 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 88 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 172,11 лв./t. X 31 710,38 t. = 5 458 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 19 349,20 km<sup>3</sup> и 8 697,00 t. биомаса.

Ниво 0

**Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:****1. Корекция по природен газ**

		2022/2023												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	13 724	14 637	13 171	14 749	18 526	23 745	22 823	22 145	21 543	14 993	13 062	13 520	<b>206 639</b>
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	117,73	117,73	117,73	117,73	117,73	117,73	117,73	117,73	117,73	117,73	117,73	117,73	<b>117,73</b>
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	184,31	294,91	349,68	231,03	121,87	144,63	179,33	124,34	106,74	106,74	106,74	106,74	<b>165,19</b>
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-926,48	-2 615,20	-3 078,34	-1 688,29	-87,24	-656,07	-1 405,93	-146,38	236,76	293,42	524,81	660,85	<b>-8 888</b>
<b>Цена на пр. газ, Цгр</b>	<b>BGN/MWh</b>	<b>186,17</b>	<b>297,89</b>	<b>353,21</b>	<b>233,36</b>	<b>123,01</b>	<b>146,09</b>	<b>179,33</b>	<b>124,34</b>	<b>106,74</b>	<b>98,16</b>	<b>77,55</b>	<b>68,85</b>	<b>161,24</b>
		-1,86	-2,98	-3,53	-2,33	-1,14	-1,46	0,00	0,00	0,00	8,58	29,19	37,89	
Цена на пр. газ, Цпl	BGN/MWh	185,24	296,40	351,45	232,20	122,44	145,36	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	<b>160,74</b>

**2. Корекция по въглеродни емисии**

Количество, Qe	тона	<b>32 118</b>
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	<b>91,30</b>
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	<b>82,43</b>
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	<b>557,19</b>

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
<b>-10 812,79</b>	<b>-10 749,97</b>	<b>62,82</b>

$$Ht = Qg * (Цпг - Цпl)t + Qe * (Цпе - Цпl)t \pm Pt-1 = -8 268,08$$

**„Топлофикация - Враца“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-06-5 от 31.05.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

1. Изразява несъгласие по отношение на корекция на **количества на топлинната енергия за технологични разходи по преноса**, които са коригирани от 44 401 MWh (38,15%) на 24 442 MWh (21,00%) или с 19 959 MWh до достигане на стойността на регулирани от Комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход. Дружеството посочва, че трудно би достигнало увеличението на реализираната топлинна енергия с гореща вода с 19 959 MWh до стойност 91 950 MWh за ценовия период, предвид тенденцията към намалено потребление за отопление и поради по-високите средни температури през последните отоплителни сезони.

2. Изразява несъгласие по отношение на корекция на **разходите за компенсиране на сезонна неравномерност чрез природен газ съхраняван в ПГХ Чирен**.

Дружеството посочва, че с писмо с вх. № Е-14-06-5 от 03.05.2023 г. е предоставило допълнително информация към заявлението за утвърждаване на нови цени във връзка с подписан договор за компенсиране на сезонна неравномерност чрез природен газ, съхраняван в ПГХ Чирен. Към писмото е приложена и преизчислена цена на природния газ (Приложение № 2), във връзка с променените обстоятелства и факта, че тези допълнителни разходи не са включени в ценовия модел, изпратен на КЕВР с писмо с вх. № Е-14-06-5 от 31.03.2023 г., и съответно не са намерили отражение в предложението за утвърждаване на цени на топлинната и електрическата енергия, считано от 01.07.2023 г. Поради факта, че разходите за компенсиране на сезонна неравномерност общо за ценовия период са в размер на 6 918 хил. лв. и реално ще формират почти 20% от цената на природния газ, дружеството счита, че тези разходи трябва да бъдат взети под внимание при определяне цените на топлинната и електрическата енергия, считано от 01.07.2023 г.

3. Изразява несъгласие по отношение на **цената за достъп до газоразпределителната мрежа**.

Считано от м. февруари 2023 г. цената за годишен капацитет е трайно увеличена, което води до повишаване на цената за достъп до газоразпределителната мрежа. За новия ценови период среднопретеглената цена за достъп е в размер на 6,70 лв./MWh.

4. Изразява несъгласие по отношение на **цената за пренос през газоразпределителната мрежа**.

Считано от м. октомври 2022 г. цената за пренос през газоразпределителната мрежа е увеличена и е в размер на 1,0988 лв./MWh.

Дружеството твърди, че при определяне **крайната цена на природния газ** в ценовия модел на „Топлофикация - Враца“ ЕАД са взети цени, които не са актуални.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**1. Възражението на дружеството относно направените корекции на количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса и за реализация не се приема.**

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага поради необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към

топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 38,15 %;
- отчетени за 2022 г. – 38,19 %;
- признати за новия ценови период – 21 %.

## **2. Възражението на дружеството по отношение на корекция на разходите за**

**компенсиране на сезонна неравномерност чрез природен газ съхраняван в ПГХ Чирен не се приема.**

При изчисляване на еднокомпонентната цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода и преференциалната цена на електрическата енергия комисията е взела предвид отчетните данни, предоставени от „Топлофикация-Враца“ ЕАД в Приложение №2.

Комисията не е извършвала корекции на заявените количества природен газ.

**3. Възражението по отношение на цената за достъп и пренос до газоразпределителната мрежа не се приема.**

При изчисляване на еднокомпонентната цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода и преференциалната цена на електрическата енергия Комисията е взела предвид данните, предоставени от „Топлофикация-Враца“ ЕАД в Приложение № 2.

В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 12 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация – Враца“ ЕАД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Топлофикация – Враца“ ЕАД</b>			
<b>1. Справка №1 – „Разходи“:</b>	<b>Предложени е</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение</b>
1.1. Такса събрано инкасо, хил. лв.	67	0	-100%
1.2. Корекция за разлика между прогнозни и отчетни цени на природен газ и въглеродни емисии съгласно чл. 24а на Наредба №1, хил. лв.	9 824	0	-100%
1.3. Корекция юрисконсултски възнаграждения	0	-12	+100%
<b>2. Справка №4 – „ТИП в производството“:</b>			
2.1 Природен газ, BGN/knm <sup>3</sup>	1 237,14	1 070,32	-13,5%
<b>3. Справка № 5 – „ТИП в преноса“:</b>			
3.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	38,15	21	-17,15%
3.2 Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	71 991	91 950	+27.72%

**След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Топлофикация – Враца“ ЕАД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>662,18</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>421,20</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>113,08</b>

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 38 953 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 38 262 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 953 хил. лв. и променливи – 31 309 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 11 024 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 6,27%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 610 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 91 950 MWh.

**7. „Топлофикация-ВТ“ АД, гр. Велико Търново**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-05-6 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 365,93 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 791,75 лв./MWh.

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	838,35	653,81	791,75	+21,10
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	131,68	131,68	365,93	+177,89

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на природен газ – 1 599,25 лв./knm<sup>3</sup>;
- друг вид гориво (ВЕИ) – 373,00 лв./t.

С писмо с вх. № Е-14-05-6 от 09.05.2023 г. дружеството е представило в КЕВР допълнителна информация към заявлението, а именно: Приложение № 2, в което е включен разходът на гориво (природен газ), компенсиращ годишната неравномерност, съгласно Плана за действие при извънредни ситуации за периода декември 2023 г. – април 2024 г.

**„Топлофикация-ВТ“ АД е представило следната обосновка:**

**Разходи за амортизации** – прогнозираны са на стойност **139 хил. лв.**, което е увеличение с 15 хил. лв. спрямо отчета за 2022 г. Прогнозните разходи за амортизации в



производството на електрическа и топлинна енергия са 90 хил. лв., в т. ч. за производство на електрическа енергия 43 хил. лв., за производство на топлинна енергия – 47 хил. лв. и прогнозни разходи за амортизации на ДА в преноса на топлинна енергия – 49 хил. лв. Дружеството посочва, че увеличението на разходите за амортизации в производството и преноса се дължи на начислена амортизация от реконструкция на Котел ВК 50 за производство на топлинна енергия и поради подновяване на част от топлопреносната мрежа. Посочва се, че в прогнозните разходи за амортизации не са включени разходите за амортизации на ДА, предстоящи за въвеждане през ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., съгласно т. 31.1., б. „б“ от Указания-НВ.

**Разходи за ремонт** – планирани са **717 хил. лв.**, в т. ч. за ремонт в производството на електрическа енергия 380 хил. лв., за ремонт в производството на топлинна енергия 186 хил. лв. и за ремонт в преноса на топлинна енергия са 95 хил. лв.

Представени са подробно разписани **разходи, които са отнесени към електрическата и топлинната енергия**, както следва: техническо обслужване, ремонт и поддръжка на когенерация Wartsila 16V25SG, според техническата спецификация и инструкциите за експлоатация и поддръжка от производителя – Wartsila A.B. Техническото обслужване за периода предвижда обслужване на когенерационен модул Wartsila 16V25SG, като извършването на съответните техническите мероприятия съгласно инструкцията на производителя е задължително, чрез което се гарантира безаварийна работа на инсталацията за високо ефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Дружеството предвижда закупуване на резервни части за осигуряване на плановите годишни ремонти и аварийните ремонти през отоплителния сезон, както и материали за поддръжка на утилизатор на димни газове, пластинчати топлообменници, електрически генератор 6 kV Leroy-Somer LSA-56-M6-6P, обслужване на КРУ 6/20 kV, техническо обслужване на турбокомпресори ABB VTR-254-11 и спомагателно оборудване. Предвидените разходи по тази точка възлизат на 481 хил. лв. Към 30.03.2023 г. в подготовката за изпълнение на ремонтната програма, дружеството е извършило частично плащане по предоставени фактури. **Разходите отнесени, към производството на топлинна енергия от ВК и ППК**, са пряко свързани с поддържането в добро техническо състояние на основните производствени мощности за генериране на топлинна енергия. За годишно техническо обслужване на парен котел ПТ-10 дружеството планира да извърши необходимата поддръжка и ремонт. Техническо обслужване на водогреен котел ВК Bertsch. Съгласно ремонтната програма се предвижда основен ремонт и подмяна на всички димогарни тръби на котела. Предвижда се също така и техническо обслужване на два броя въздушни вентилатори, диагностика на горивната уредба съгласно техническата инструкция на производителя RAY Öl- & Gasbrenner GmbH. Планираните разходи са 75 хил. лв. към **общите разходи за двата продукта**, за спомагателно оборудване при производството на топлинна и електрическа енергия в т.ч. ремонт на мрежова помпена станция, ремонт в цех ХВО и цех КИПиА. Стойността на предвидените разходи, възлиза на 56 хил. лв. По отношение на **разходите, отнесени към преноса на топлинна енергия**, дружеството планира да се извършат ремонти по компрометиран участък от топлопреносната мрежа, ремонт на спирателна арматура и абонатни станции. Планираните разходи са 95 хил. лв. Дружеството заявява, че с предвидените по-високи разходи за ремонт се цели да се гарантира подобряване на качеството на предоставяната от „Топлофикация-ВТ“ АД услуга.

**Разходите за заплати и възнаграждения** за новия ценови период са прогнозирани в размер на **1 176 хил. лв.**, с 375 хил. лв. повече спрямо отчетените за 2022 г. в размер на 801 хил. лв. Дружеството посочва, че завишаването се дължи на факта, че през месец януари 2023 г. са увеличени работните заплати с около 23%. Дружеството предвижда ново увеличение от 01.07.2023 г. на работните заплати, базирано на съвкупност от фактори – очакван ръст на минималната работна заплата, значителна разлика на средната работна заплата в сектора по данни на НСИ за 2022 г., инфлационните промени в държавата и не на последно място трудния подбор на висококвалифицирани кадри в бранша.

**Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ**, са прогнозирани в размер на **2 835 хил. лв.** и включват:

**Горивата за транспорт** – са планирани в размер на **25 хил. лв.**, което е завишение с 5 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2022 г., поради използване на вътрешен транспорт за зареждане на Котел ПТ-10 с дървесен чипс и по-голям разход за горива на автомобилите, обслужващи отдел „Пренос на ТЕ“, поради честите аварии на топлопреносната мрежа.

**Материалите за текущо поддържане** са планирани в размер на **40 хил. лв.**, които включват подмяна на резервни части на производственото оборудване и консумативи – масло за когенератора, запалителни свещи и др. В дейността „Пренос на ТЕ“ разходите за материали за текущо поддържане са свързани с аварии по топлопреносната мрежа.

Разходите за **въоръжена и противопожарна охрана** са прогнозирани в размер на **60 хил. лв.**, като са увеличени спрямо отчетните за 2022 г., поради промени в договора за денонощна физическа охрана, във връзка с новия размер на минималната работна заплата за страната.

**Променливите разходи** са прогнозирани в размер на **16 506 хил. лв.** при отчетени за 2022 г. в размер на 14 184 хил. лв.

**Разходи за вода** – за новия ценови период са завишени, във връзка с технологични нужди – почистване на димни газове от прах, чрез воден скрубър за котел ПТ-10. За технологични нужди, дружеството заявява, че използва питейна вода от „Водоснабдяване и канализация Йовковци“ ООД.

**Разходите за акциз** – планирани са в размер на **164 хил. лв.** при отчетени за 2022 г. в размер на 147 хил. лв., като увеличението се дължи на по-голямо количество природен газ за новия ценови период. Дружеството отбелязва, че не притежава лицензия за производство на електрическа енергия, съгласно ЗЕ, поради инсталирана електрическа мощност 2,8 MW.

Представена е справка за среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал с описани наименования на заемодателя и вида на кредита, остатък към 31.12.2022 г. и годишния лихвен процент. Дружеството е изчислило **средна норма на възвръщаемост на привлечения капитал** в размер на **6,18%**.

**Регулаторна база на активите на дружеството** – признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2022 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията. В признатата стойност на активите не са включени: Активи, несвързани с лицензионната дейност (Сграда бунгало с. Вонеща вода и Стопански инвентар); Активи, отдадени под наем (ЛОЦ ул. „Васил Левски“ № 21 и Дърводелска работилница ул. „Левски“ № 23); Консервирани ДМА; Активи, придобити чрез финансиране – финансирането на ДА е с различен процент при отделните активи и е част от отчетната стойност на актива; Лек автомобил.

**Разпределението на дълготрайните активи** между комбинираното и разделно производство е извършено в зависимост от процентния дял на участие на двата продукта (електрическа и топлинна енергия) в производствения процес. Всички останали активи, които са свързани пряко с производството на топлинна енергия извън ИКПЕТЕ (котли, помпи, резервоари и др.), са отнесени към производството на топлинна енергия. Отчетната стойност на ДА, участващи в производството на електрическа енергия, е 48% от отчетната стойност на всички активи, участващи в комбинираното производство. База за разпределение е мощността на когенератора – 5,9 MW, в т. ч. 2,8 MW (електрическа) – 48% и 3,1 MW (топлинна) – 52%.

Дружеството заявява, че **разпределението на ДА** между производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия се извършва още с осчетоводяването на активите по отделни сметки в зависимост към коя от двете дейности се отнасят.

**Оборотният капитал** е определен като не по-висока стойност от 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за дейностите, като не са включени разходите за амортизации.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,81 MW.**

**Образуване на цените:**

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт, разходи за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски, разходи за канцеларски материали и офис техника, разходи за пощенски разходи, телефони и абонаменти са коригирани на база отчетните данни за базисната година със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ и при съобразяване с т 1.2. и 1.3. от общия подход;

- Разходи за командировки са коригирани по отчетните стойности за 2022 г.;

- Разходи за публикации са коригирани по отчетните стойности за 2022 г.;

- Разходи за такса събрано инкасо и „Други разходи“ не се признават, тъй като са неприсъщи за лицензионните дейности и не следва да бъдат заплащани чрез цените на енергията от клиентите на дружеството, като корекциите са направени и в съответствие с приетия общ подход. Събирането на задълженията се извършва от служителите на дружеството, чието заплащане е включено в разходната позиция за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски.

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 13 523 t. – безплатни 778,5 t = 12 745,1 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

**Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 172,11 лв./t. X 12 745,1 t. = 2 327 хил. лв.**

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 7 113 knm<sup>3</sup> и 2 381,00 t. биомаса

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. - 2024 г., предоставена от дружеството;

1. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 95,14 лв./MWh;

2. Достъп и пренос по газоразпределителната мрежа (ГРМ) – 10,207 лв./MWh;

3. Съхранение – 0,775 лв./MWh;

4. Пренос по газопреносната мрежа (ГПМ) – 0,69108 лв./MWh;

5. Цена за капацитет – 3,744 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 110,84 лв./MWh**

Ниво 0

**Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:****1. Корекция по природен газ**

		2022/2023												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	5 478	80	0	5 862	6 615	9 556	7 769	8 947	7 912	5 862	5 478	4 852	<b>68 411</b>
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	118,28	118,28	118,28	118,28	118,28	118,28	118,28	118,28	118,28	118,28	118,28	118,28	<b>118,28</b>
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	184,31	294,91	349,68	231,03	121,78	144,63	179,33	124,34	106,74	106,74	106,74	106,74	<b>141,11</b>
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-366,83	-14,17	0,00	-667,77	-27,22	-258,77	-474,29	-54,22	91,30	117,94	223,13	239,82	<b>-1 191</b>
<b>Цена на пр. газ, Цбг</b>	<b>BGN/MWh</b>	<b>186,17</b>	<b>297,89</b>	<b>353,21</b>	<b>233,36</b>	<b>123,01</b>	<b>146,09</b>	<b>179,33</b>	<b>124,34</b>	<b>106,74</b>	<b>98,16</b>	<b>77,55</b>	<b>68,85</b>	<b>136,03</b>
		-1,86	-2,98	-3,53	-2,33	-1,23	-1,46	0,00	0,00	0,00	8,58	29,19	37,89	
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	185,24	296,40	351,45	232,20	122,40	145,36	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	<b>135,69</b>

**2. Корекция по въглеродни емисии**

Количество, Qe	тона	<b>10 525</b>
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	<b>91,30</b>
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	<b>82,43</b>
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	<b>182,59</b>

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
<b>-3 311,86</b>	<b>-3 214,30</b>	<b>97,57</b>

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_{п})_t + Q_e * (C_{пе} - C_{п})_t \pm P_t - 1 = -910,92$$

**„Топлофикация-ВТ“ АД е представило становище с вх. № Е-14-05-7 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

1. По отношение на **разходите за ремонт** дружеството не е съгласно с корекцията от 717 хил. лв. на 459 хил. лв. на база отчетни данни за 2022 г. със средногодишната инфлация за периода януари-декември 2022 г. спрямо периода януари-декември 2021 г., която е 15,3%. Дружеството заявява, че предвидените разходи за ремонт са включени с цел подобряване на качеството на предоставяната от „Топлофикация-ВТ“ АД услуга, както и намаляване на загубите по топлопреносната мрежа, чрез заложена подмяна на големи участъци от топлопреносното трасе.
2. По отношение на **разходите за заплати** е посочено, че 15,3% завишение, което е средногодишната инфлация за периода януари-декември 2022 г. спрямо периода януари-декември 2021 г. не следва да бъде налагано по отношение на заплатите и възнагражденията в „Топлофикация-ВТ“ АД, защото те са под средния размер на заплатите в отрасъл „Енергетика“. Съществено се намаляват и възможностите да бъдат привлечени нови кадри с експертни познания и добра мотивация за работа. Също така, такава корекция се отразява и на възможността „Топлофикация-ВТ“ АД да задържи квалифицираните си работници, защото заплащането е неконкурентно спрямо останалите работодатели в региона. Дружеството е увеличило значително броя на средносписъчния състав на персонала, което посочва, че неминуемо ще доведе и до увеличение на разходите за заплати и възнаграждения.
3. По отношения на **технологичните разходи по преноса на топлинна енергия**, дружеството посочва, че същите са коригирани на 16,23%. Непризнаване на реално генерираните разходи по топлопреноса, не позволява на дружеството да осъществи инвестиционно-ремонтната си програма по отношение на топлопреносната мрежа и да достигне признатите средни разходи по преноса за топлофикационните мрежи в страната. Предвид нивото на амортизация на топлопреносната мрежа, дружеството експлоатира магистрални участъци с голяма дължина при значителни загуби на енергия от топлообмен с околната среда.
4. По отношение на **индивидуалната цена на природния газ** за новия регулаторен период, дружеството заявява, че не е отчетен разходът, който ще извършват за нагнетяване в ПГХ „Чирен“. Дружеството посочва, че съгласно плана за действие при извънредни ситуации, топлофикационните дружества следва да поддържат минимален стандарт за доставка, който трябва да се осигури от предприятията за природен газ с цел гарантиране на доставките към защитените клиенти за най-малко 30 дни. В изпълнение на тези задължения „ТИБИЕЛ“ ЕООД е резервирал капацитетни продукти за ПГХ „Чирен“ и е нагнетил необходимите на „Топлофикация-ВТ“ АД количества съгласно Плана. Доставчикът ще им достави горещитираните количества при цена от 250 лв./MWh.
5. По отношение на **разходите за емисии CO<sub>2</sub> дружеството** посочва, че корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ са извършени при отчетна средна цена на CO<sub>2</sub> квоти за периода 01.07.2022 г. – 30.04.2023 г. в размер на 81,76 евро/t и направена прогноза до края на текущия ценови период (30.06.2023 г.) в размер на 85,0 евро/t или средна цена за периода в размер на 82,43 евро/t. Посочва, че разходът, който е извършило дружеството за месеците 07.2022 г. – 12.2022 г., е по средна цена 96,00 евро/t и разликата между определената от КЕВР средна отчетна цена и тази генерирана от дружеството, намалява недовзетия приход. Според дружеството, така определената цена го ощетява и по този начин „Топлофикация-ВТ“ АД ще претърпи значителни загуби, които ще се отразят върху финансовия резултат.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

## **1. Възражението по отношение на разходите за ремонт не се приема.**

С ежегодното определяне на цени на енергия от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на конкретната икономическа ситуация. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата „топλοςнабдяване“ от друга. По отношение на разходите за ремонт, които са условно-постоянни разходи, са допуснати увеличения на стойностите в сравнение с отчетените през изминалия регулаторен период с 15,3 % средногодишна инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо същия период на 2021 г. в съответствие с официални данни от НСИ. Инфлацията е измерена чрез Индекс на потребителските цени, който е официалният измерител на инфлацията в Република България.

Комисията счита, че за целите на регулирането, коригирането на разходите за ремонт е извършено при съблюдаване на т. 1 и т. 1.2 от общия подход. Дружеството следва да извършва необходимото планиране, при минимални разходи и средства, и да извършва ремонти с нужното качество, така че да не се застрашава безопасната експлоатация на производствените и топлопреносните съоръжения, както и сигурността и качеството на топлинната и електрическата енергия, доставяна на клиентите на дружеството. Комисията няма задължение да отразява в цените предвидените нива на ежегодните повишения на разходи за ремонти. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за ремонти, свързани с лицензионната дейност са недостатъчни, то евентуалното им повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени. В допълнение следва да се има предвид, че заложената подмяна на големи участъци от топлопреносното трасе има характер на инвестиция. За разлика от разходите за ремонти, инвестициите не се включват в годишните разходи, а след въвеждане на съответните активи в експлоатация, стойността им се включва в регулаторната база на активите, като също така се признават и разходи за амортизации.

Комисията е коригирала разходите за ремонт в съответствие с т. 1 и т. 1.2 от общия подход.

Разходите за ремонт са следните:

- заявени за новия ценови период – 717 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 350 хил. лв.;
- признати за новия ценови период – 459 хил. лв.

## **2. Възражението по отношение на разходите за заплати не се приема.**

С ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на конкретната икономическа ситуация.

По отношение на разходите за възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски, са допуснати увеличения на стойностите в сравнение с отчетените през изминалия регулаторен период с 15,3 % средногодишна инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо същия период на 2021 г. в съответствие с официални данни от НСИ. Инфлацията е измерена чрез Индекс на потребителските цени, който е официалният измерител на инфлацията в Република България.

Няма материалноправна разпоредба, която да изисква разходите за заплати и възнаграждения да се определят на база средна заплата в сектора или в региона. Дружеството има самостоятелност, в рамките на която може да увеличи заплатите в рамките на спестени разходи по целия технологичен процес при условията на добър мениджмънт. Увеличението на работните заплати до достигане на средните за отрасъла ще

става плавно в годините, а не шоково увеличение на цените за клиентите. Достигането до средната заплата в отрасъла е процес, обвързан и с други условия и при наличие на възможност.

Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

Комисията е коригирала разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (осигурителни вноски и социални разходи) на база отчетените за базисната година, които е завишила със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари – декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ и в съответствие с т. 1.3 от общия подход.

Разходите за заплати и възнаграждения са следните:

- заявени за новия ценови период – 1 176 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 801 хил. лв.;
- признати за новия ценови период - 924 хил. лв.

### **3. Възражението по отношение на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия не се приема.**

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага и поради необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат

количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия. В допълнение следва да се има предвид, че високата цена на услугата отказва потребители от същата, а не осигурява инвестиционни разходи.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 46,05%;
- отчетени за 2022 г. – 46,36%;
- признати за новия ценови период – 16,23%.

#### **4. Възражението по отношение на индивидуалната цена на природния газ за новия регулаторен период не се приема.**

Съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ разходите за основно гориво природен газ се остойностяват въз основа на: изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 1 и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа.

Комисията е определила прогнозните разходи за природен газ за предстоящия ценови период въз основа на действащи договори, сключени от обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД с различни доставчици, които осигуряват необходимите количества природен газ за вътрешния пазар, както и въз основа на прогнозни данни за потреблението на природен газ по месеци, в периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., в съответствие с т.11 от общия подход.

При изчисляване на еднокомпонентната цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода и преференциалната цена на електрическата енергия комисията е взела предвид отчетните данни, предоставени от „Топлофикация-ВТ“ АД в Приложение №2.

Комисията не е извършвала корекции на заявените количества природен газ.

#### **5. Възражението по отношение на разходите за емисии (CO<sub>2</sub>) не се приема.**

Корекциите са направени в съответствие с т.14 от общия подход.



Корекциите на необходимите приходи са извършени при стриктно спазване на чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, като са направени при отчетна средна цена на CO<sub>2</sub> квоти за периода 01.07.2022 г. – 30.04.2023 г. в размер на 81,76 евро/t и прогноза до края на текущия ценови период (30.06.2023 г.) в размер на 85,0 евро/t или средна цена за периода в размер на 82,43 евро/t. Цитираните разпоредби изрично дефинират, че Ц<sup>II</sup> представлява *отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, лв./тон*. Следва да се има предвид, че целите на ЗЕ, сред които и целта по чл.2, ал. 1, т. 4 от ЗЕ за енергийни доставки при минимални разходи, са ангажимент на регулираните енергийни дружества, каквото е и „Топлофикация-ВТ“ АД.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация-ВТ“ АД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Топлофикация ВТ“ АД</b>			
	<b>предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>изменение</b>
1. Справка 1 – “Разходи”			
1.1. Разходи за ремонт, хил. лв.	717	459	-36%
1.2. Разходи за заплати и възнаграждения, хил. лв.	1 176	924	-21%
1.3. Разходи за социални осигуровки и социални разходи, хил. лв.	231	180	-22%
1.4. Разходи за канцеларски материали и офис техника, хил. лв.	11	6	-45%
1.5. Пощенски разходи, телефони и абонаменти, хил. лв.	13	9	-31%
1.6. Разходи за командировки, хил. лв.	19	4	-79%
1.7. Разходи за публикации, хил. лв.	22	15	-32%
1.8. Такса събрано инкасо, хил. лв.	10	0	-100%
1.9. Други разходи, хил. лв.	578	0	-100%
1.10. Корекции на НП за отчетен период съгласно чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ, хил. лв.	1 614	0	-100%
4. Справка 4 – “ТИП в производство”			
4.1. Друг вид гориво (ВЕИ), t/(knm <sup>3</sup> )	3 840	2 381	-38%
4.2. Природен газ, BGN/knm <sup>3</sup>	1 599,25	1 192,77	-25%
<b>Справка № 5 – „ТИП в преноса“</b>			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	48,20	16,23	-31,97
2. Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	21 899	34 003	+55.27%

**След извършените корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Топлофикация-ВТ“ АД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>672,72</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>431,74</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>131,82</b>

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 15 172 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 14 997 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 304 хил. лв. и променливи – 12 693 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 2 831 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 6,18%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 17 245 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 003 MWh.

**8. „Топлофикация-Разград“ АД**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-16-7 от 03.04.2023 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 409,12 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 161,01 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация-Разград“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3
Преференциална цена на електрическата енергия	<b>636,37</b>	<b>477,85</b>	<b>409,12</b>	<b>-14,38</b>
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	<b>144,85</b>	<b>144,85</b>	<b>161,01</b>	<b>+11,16</b>

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ – 1 295,00 лв./knm<sup>3</sup> (без ДДС и акциз).

С писмо с изх. № Е-14-16-7 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация относно: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ, която е представена с писмо с вх. № Е-14-16-7 от 26.04.2023 г.

**„Топлофикация-Разград“ АД е представило следната обосновка:**

## **I. Условно-постоянни разходи**

**1. Разходи за амортизации** – срокът на годност на амортизируемите активи е съгласно счетоводната политика на дружеството при линеен метод на амортизация. Дружеството отчита разходи за амортизации в размер на 383 хил. лв., разделени в няколко категории: отнесени пряко към дейността по производство на електрическа енергия – 20 хил. лв.; отнесени пряко към топлинната енергия – 60 хил. лв. за производство и 85 хил. лв. за пренос; общи за двата продукта – 218 хил. лв. Планираната сума за предстоящия регулаторен период не превишава отчетената за 2022 г.

**2. Разходи за ремонт** – дружеството отчита разходи за ремонт на обща стойност 91 хил. лв., разпределени както следва: отнесени към топлинната енергия – за производство – 10 хил. лв.; отнесени към преноса – 18 хил. лв.; отнесени към електрическа енергия – за производство – 11 хил. лв.; Ремонтни и профилактични дейности на инсталацията за комбинирано производство – 10 хил. лв. Общи и за двата продукта – 52 хил. лв.

Дружеството посочва, че поради непризнаване на присъщи за дейността разходи в предходни ценови периоди, водещо до намаляване на утвърдените цени на топлинна и електрическа енергия, дружеството не е в състояние да реализира голяма част от планираните ремонтни дейности. В тази връзка дружеството отчита тенденция, свързана с увеличаване на аварийността на ключови за реализиране на лицензионната дейност съоръжения на дружеството – ИКПТБЕ, както и водогрейни котли, което респективно води до увеличение на разходите за ремонт. Планирани са разходи за ремонт за предстоящия регулаторен период на стойност 91 хил. лв.

**3. Разходи за заплати и възнаграждения** – дружеството отчита разходи за заплати и възнаграждения в размер на 642 хил. лв. През последните години дружеството реализира лицензионната си дейност с относително постоянен брой заети лица, като въпреки няколкократно увеличение на размера на минималната работна заплата, увеличението на възнагражденията е незначително. Аварийните ситуации в резултат на остарялата техника, налагат заплащане на суми за извънреден труд. През 2022 г. са изплатени 6 хил. лв. за извънреден труд на персонала, пряко зает в производството и преноса. Средната работна заплата в дружеството изостава, както спрямо средната заплата в сектор „Енергетика“, така и спрямо средната заплата в областта, съгласно данни на НСИ. През последните няколко отоплителни сезони дружеството се намира в затруднено положение за набирането и задържането на квалифицирана работна ръка. Предвид това, предлага увеличение на разходите за работни заплати с общ размер от 732 хил. лв.

**4. Начисления, свързани с т. 3 по действащото законодателство** – включват осигурителни вноски, начислявани върху работните заплати на персонала, пряко зает в регулираната дейност на дружеството.

**5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – при отчетени за 2022 г. горива за автотранспорт в размер на 1 хил. лв., за предстоящия регулаторен период се прогнозира 2 хил. лв.; за работно облекло при отчетени 3 хил. лв. се прогнозира 4 хил. лв.; за канцеларски материали при отчетени 1 хил. лв., се прогнозира 3 хил. лв.

**Застраховки** – планирани са 121 хил. лв. за застраховки на имущество и персонал, поради предстоящо подновяване на полицата за прекъсване на дейността и очаквано завишение на застрахователната премия от страна на застрахователя.

**Данъци и такси** – за предстоящия регулаторен период е планирана сума в размер на 35 хил. лв. Дружеството посочва, че за региона има увеличение в тарифите на местните данъци и такси, които съставляват основен дял в разходите за данъци.

**Пощенски разходи, телефони и абонаменти** – планирана е сума в размер на 10 хил. лв. Абонаментно поддържане – 245 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана сумата от 204 хил. лв. Въоръжена и противопожарна охрана – 19 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана сума в размер на 23 хил. лв., поради очакваното завишение на минималните заплати, с което е свързано изплащането на тези разходи. Наеми – 1 хил. лв., планирана сума от 2 хил. лв. Проверка на уреди – 12 хил. лв. За

предстоящия регулаторен период е планирана сума в размер на 17 хил. лв. Съдебни разходи – 4 хил. лв., планирана сума от 2 хил. лв. Експертни и одиторски разходи – 3 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана същата сума. Вода, отопление и осветление – 3 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана същата сума. Безплатна храна – отчетените средства за под хил. лв. Планирани са 1 хил.лв., поради непрекъснато покачване цените на суровините. Охрана на труда – 8 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана същата сума. Служебни карти и пътувания – не са планирани. Командировки – 2 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана сума в размер на 4 хил. лв. Услуги граждански договори – отчетени 1 хил. лв., планирани 1 хил.лв. Разходи за публикации – 6 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планираната същата сума. Изпитания на съоръженията – не са планирани. Разходи за лицензионни такси – 19 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планираната сума в размер на 23 хил. лв. Такса събрано инкасо - отчетени 4 хил. лв., планирани 4 хил.лв. Транспортни услуги – обезпечават лицензионната дейност на дружеството – 69 хил. лв. отчетени. За предстоящия регулаторен период е планираната сума в размер на 72 хил. лв., поради непрекъснато покачване на горивата и връзката им с този вид услуга. Обучение на персонала – отчетени 3 хил. лв., планирани 10 хил.лв. Счетоводно обслужване – планирано е на база постигнатите разходи през 2022 г. – 51 хил. лв.

Управление на човешките ресурси – включват разходи за организиране на подбор и набиране на персонал, оценка на потенциала, изготвяне на индивидуални планове за развитие, провеждане на обучения за повишаване квалификацията на служителите, изготвяне на трудови договори, допълнителни споразумения и съответните длъжностни характеристики, изготвяне на справки, декларации и други документи за подаване пред НСИ, Инспекция по труда, РИОКОЗ, провеждане на тръжни процедури свързани със здравно осигуряване, животозастраховане и други, управление условията на труд – осигуряване на здравословни и безопасни условия на труд, медицинско обслужване, ежегодни профилактични прегледи. Отчетени са разходи през 2022 г. – 14 хил. лв. и планирани 36 хил. лв.

Правни услуги – отчетени 12 хил. лв., планирани 12 хил. лв. Разходи за услуги, вързани с екологията – 7 хил. лв. Планирани са 9 хил. лв., съобразно очакваните одити, свързани с тази дейност. Други разходи – планирани 3 хил. лв.

Отчетените през 2022 г. разходи са нанесени в графа „други разходи“, поради липса на по-подробна аналитичност в ценовия модел. Същите са присъщи за дейността, като включват: разходи за провеждане на процедури по ЗОП и извън приложното поле на закона за обществени поръчки, свързани с избор на изпълнител на доставка на стоки и услуги; разходи за медийно обслужване и ПР; разходи за спазване изискванията на регламента за защита на личните данни; други материали, в състава на които са включени малоценни и малотрайни предмети, стопански инвентар и т.н.

**6. Разходи, свързани с нерегулираната дейност** – планирани са на база постигнатите разходи през 2022 г.

За 2022 г. отчетените разходи, нормативно непризнати за целите на ценообразуването, са в размер на приблизително 788 хил. лв., основен дял от които съставляват разходите, представляващи ежемесечни 5% вноски от приходите от продажба на електрическа енергия, съгласно чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ в размер на 386 хил. лв., разходи за неустойки за забавено плащане по договори в размер на 125 хил. лв., разходи за дялово разпределение в размер на 103 хил. лв., отписани вземания в размер на 24 хил. лв., неустойки - недостиг (небалансирана електрическа енергия)– 51 хил. лв., социални разходи – 30 хил. лв. и др.

## **II. Променливи разходи**

### **1. Разходи за материали – 8 688 хил. лв.**

1.1. Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия - формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за комбинирано

производство на енергия – 5 774 хил. лв.

1.2. Разходи за гориво за производство на топлинна енергия - формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за производство на енергия от водогрейни котли – 2 740 хил. лв.

Цената на природния газ, утвърдена в Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г. на КЕВР за „Топлофикация-Разград“ АД е 135,68 лв. без ДДС. Цените се преизчисляват в лева/хил. m<sup>3</sup> чрез прилагане на коефициент за преобразуване, различен за различните месеци. Дружеството посочва, че покупната цена на природния газ за производство, съгласно регулирани и утвърдени цени на Комисията, се е увеличила с ръст далеч от планирания.

Разходи за материали за новия регулаторен период – 7 551 хил. лв.

1.1. Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия - формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за комбинирано производство на енергия – 5 243 хил. лв.

1.2. Разходи за гориво за производство на топлинна енергия - формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за производство на енергия от водогрейни котли – 2 145 хил. лв.

Цената на природния газ, утвърдена в Решение № Ц-6 от 01.03.2022 г. на КЕВР за „Топлофикация-Разград“ АД е 106,74 лв./MWh, без ДДС.

1.3. Разходи за вода – отчетени 4 хил. лв. Планирана е същата сума.

1.4. Разходи за закупена ел. енергия – планирани са 121 хил. лв., от които 49 хил. лв. за производство, 71 хил. лв. за пренос. При аварийно спиране на ко-генерацията и излизане извън график, на дружеството се налага закупуване на външна електрическа енергия. За експлоатация на съоръженията в абонатните станции се използва закупена електрическа енергия по договор с „Енерго-ПРО Енергийни услуги“ ЕАД.

1.5. Консумативи (химикали, реагенти) – отчетени са 24 хил. лв. Планирано е увеличение от 62%, или общо за новия период – 39 хил. лв.

2. Акциз на природния газ – формира се на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ – 90 хил. лв. Планираната сума е намалена на 83 хил. лв.

Дружеството не притежава комплексно разрешително по Закона за опазване на околната среда.

През 2022 г. са отчетени инвестиции в размер на 303 хил. лв. в дълготрайни материали активи.

19 хил. лв. – автоматични йоннообменни филтри;

20 хил. лв. – реконструкция на Камера 33;

153 хил. лв. – когенератор подобрение;

81 хил. лв. – ремонт на ТПМ;

3 хил. лв. – Ротационен разходомер;

27 хил. – други.

Дружеството не планира разходи за инвестиции и не прилага инвестиционна програма за новия регулаторен период 2023 г. – 2024 г., поради липса на собствен финансов ресурс, както и невъзможност за привличане на такъв. Дейността на дружеството се обезпечава с активи, пряко участващи в регулираната дейност по производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия, с отчетна стойност 6 959 хил. лв., набрани амортизации – 3 831 хил. лв., с балансова стойност 3 128 хил. лв. Реализираните приходи от оперативна дейност за отчетната 2022 г. са в размер на 10 201 хил. лв.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,041 MW.**

**Образуване на цените:**

1. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени корекции на цената на природен газ, при съобразяване с т.11 от общия подход.
2. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период по данни, представени от дружествата, както следва:

Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2023 г., предоставена от дружеството;

1. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 119,08 лв./MWh;
2. Пренос – 1,08 лв./MWh;
3. Достъп – 3,38 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 123,54 лв./MWh.**

Ниво 0

**Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:****1. Корекция по природен газ**

		2022/2023												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	681	1 359	1 162	1 347	5 601	9 091	9 234	8 305	9 135	5 287	1 869	1 869	<b>54 940</b>
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	119,37	119,37	119,37	119,37	119,37	119,37	119,37	119,37	119,37	119,37	119,37	119,37	<b>119,37</b>
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	196,53	308,25	363,57	243,72	133,37	156,45	189,69	134,70	117,10	117,10	117,10	117,10	<b>154,16</b>
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-45,47	-242,57	-271,76	-153,55	-20,39	-242,91	-553,66	-41,27	115,37	112,14	78,18	94,44	<b>-1 171</b>
<b>Цена на пр. газ , Цбг</b>	<b>BGN/MWh</b>	<b>186,17</b>	<b>297,89</b>	<b>353,21</b>	<b>233,36</b>	<b>123,01</b>	<b>146,09</b>	<b>179,33</b>	<b>124,34</b>	<b>106,74</b>	<b>98,16</b>	<b>77,55</b>	<b>68,85</b>	<b>140,69</b>
		10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	18,94	39,55	48,25	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	<b>140,69</b>

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-2 409,44	-2 327,28	82,16

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_t) + Q_e * (C_{пe} - C_t) \pm P_{t-1} = -1 089,29$$

**„Топлофикация-Разград“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-16-9 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

1. По отношение на определяне на **разходите за амортизации** дружеството възразява срещу приетия в Доклада в т. 1.1 общ подход за определяне на разходите за амортизации - еднакъв както за всички дружества, така и спрямо различните видове активи, които дружеството посочва, че са с различен полезен живот. В тази връзка посочва, че избраният полезен живот на лицензионните активи е съгласно приетата счетоводна политика на дружеството при линеен метод на амортизация. Твърди, че приетият в общия подход осреднен полезен живот на всички активи от 35 активи е икономически неаргументиран и противоречи на основни постулати на икономическата и счетоводна наука. Активите са различни като видове и полезен живот, придобити са на различни стойности от различни енергийни предприятия и подходът на осредняване води до предимство за някои дружества и ощетява други. Твърди, че осредненият полезен живот от 35 години е значително по-дълъг от реално постижимия за повечето активи.
2. По отношение на **технологичните разходи по преноса на топлинна енергия** дружеството изразява несъгласие с определените от Комисията стойности. Посочва, че в общия подход технологичните разходи са на база отчетен период, коригирани съобразно ремонтната и инвестиционна програма. Дружеството заявява, че за последните две години поради липса на финансов ресурс, в резултат на незаконосъобразни решения на КЕВР за утвърждаване на цени, дружеството не планира инвестиции, които да доведат до фактическа промяна на технологичните разходи. Ремонтите по преноса са единствено аварийни, за ограничаване на течове, поради ежегодното ограничаване от страна на КЕВР на ремонтната програма до нива от предходни години. Според дружеството не става ясно как КЕВР е спазила Методиката за определяне на технологичните разходи при определяне на нива от 20 % за следващия ценови период; направен ли е от КЕВР фактически анализ на стойностите на технологичните разходи и на възможността за намаляването им в съответствие с инвестиционната програма; за периода извършен ли е сравнителен анализ с технологични разходи в мрежи с подобни характеристики и режим на работа съобразно Методиката. Дружеството посочва, че освен с намаляване на технологичните разходи по преноса, без аргументи е завишена топлинната енергия за разпределение към клиентите с 1452 MWh, което според него води до намаляване на цените на топлинна и електрическа енергия на дружеството.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**1. Възражението по отношение на определяне на разходите за амортизации е неотнормо.**

Комисията не е наанасяла корекции в заявените от дружеството разходи за амортизации.

**2. Възражението по отношение на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия не се приема.**

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за високия процент на топлинни загуби и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага и поради необходимостта от



запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия. В допълнение следва да се има предвид, че високата цена на услугата отказва потребители от същата, а не осигурява средства за обновяване на топлопреносната мрежа.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 24,97%;
- отчетени за 2022 г. – 28,23%;
- признати за новия ценови период – 20,00%.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация-Разград“ АД за следващия ценови период са следните:

<b>„Топлофикация-Разград“ АД</b>			
	предложение	След корекция	изменение
1. Справка 4 – „ТИП в производство“			
1.1 Природен газ, BGN/knm <sup>3</sup>	1 295,00	1 326,12	2%
2. Справка 5 – „ТИП в преноса“			
2.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	24,97	20	-4,97%
2.2. Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	20 815	23 392	+6.62%

След извършените корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Топлофикация-Разград“ АД</b>	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>497,05</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>256,07</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>145,54</b>

#### **Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 9 843 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 9 616 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 982 хил. лв. и променливи – 7 634 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 745 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,96%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 145 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 23 392 MWh.

#### **9. „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-56-5 от 04.04.2023 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическата енергия от комбинирано производство – 740,83 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 81,31 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Юлико-Евротрейд“ ЕООД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г.,	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г.,	Изменение, %

	01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	лв./MWh	без ДДС, лв./MWh	
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4- к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	733,63	712,78	740,83	+3,94
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	102,02	102,02	81,31	-20,30

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ 1 150,00 лв./ $\text{km}^3$  (без ДДС и акциз).

Към заявлението не е представена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, както и друга информация и документи, изискани с писмото на КЕВР.

С писмо, с изх. № Е-14-56-5 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация към заявлението, както следва: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ; отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2021 г. и 2022 г. (Приложения № 4); попълнени справки относно прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ и т. I.8 от писмо с изх. № Е-14-00-3 от 27.02.2023 г. на КЕВР. Изисканата информация е представена от дружеството с писмо с вх. № Е-14-56-5 от 09.05.2023 г.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,495 MW.**

#### **Образуване на цените:**

1. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени корекции на цената на природен газ, в съответствие с т.11 от общия подход.

2. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период по данни, представени от дружествата, както следва:

Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството:

1. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 119,22 лв./MWh;

2. Пренос – 0,65 лв./MWh;

3 . Достъп – 3,32 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 123,19 лв./MWh.**

## Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

## 1. Корекция по природен газ

		2022/2023													
		Отчетни данни													
месец		07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	0	0	0	0	98	110	109	98	95	93	0	0	<b>603</b>	
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	<b>119,22</b>	
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	100,00	100,00	100,00	<b>131,50</b>	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,37	-2,96	-6,55	-0,50	1,19	1,96	0,00	0,00	<b>-7,2</b>	
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	<b>186,17</b>	<b>297,89</b>	<b>353,21</b>	<b>233,36</b>	<b>123,01</b>	<b>146,09</b>	<b>179,33</b>	<b>124,34</b>	<b>106,74</b>	<b>98,16</b>	<b>77,55</b>	<b>68,85</b>	<b>131,22</b>	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,84	22,45	31,15		
Цена на пр. газ, Цпl	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	<b>131,22</b>	

разходи по прогноза	разходи по отчет	Рт-1, хил. лв.
<b>-41,15</b>	<b>-41,04</b>	<b>0,11</b>

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Юлико Евротрейд“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

<b>„Юлико Евротрейд“ ЕООД</b>			
1. Справка 4 – „ТИП в производство“	Предложение	След корекция	Изменение
1.1 Природен газ, BGN/knm <sup>3</sup>	1 150,00	1 298,27	13%
2. Справка 5 – „ТИП в преноса“			
2.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	32,53%	20,00%	-12,53%
2.1 Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	1 684	1 997	+18.59%

След извършените корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Юлико Евротрейд“ ЕООД</b>	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>725,58</b>
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>104,27</b>

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 1 876 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 839 хил. лв., от които условно-постоянни – 906 хил. лв. и променливи – 933 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 013 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,92%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 019 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 997 MWh.

#### 10. „Топлофикация Русе“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-09-3 от 03.04.2023 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 683,78 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 159,78 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 139,38 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация Русе“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС,	Изменение, %

	г., без ДДС, лв./MWh		лв./MWh	
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4- к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	637,54	606,43	683,78	+12,75
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	105,48	105,48	139,38	+32,14
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	120,09	120,09	159,78	33,05

Цените на енергия са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на природен газ – 3 822,15 лв./km<sup>3</sup> при калоричност 8 275 kcal/kg;
- цена на въглища – 582,80 лв./t при калоричност 4 790 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 150,25 лв./t при калоричност 9 780 kcal/kg;
- цена на биогориво – 241,48 лв./t при калоричност 3 888 kcal/kg.

С писмо, с изх. № Е-14-09-3 от 12.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация относно: справка за количества закупени квоти за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) за 2022 г. и за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., разходите за закупуването им, както и количествата безплатни CO<sub>2</sub> квоти, разпределени на дружеството, ведно с попълнени формуляри за докладване на годишните емисии, която е представена в КЕВР с писмо с вх. № Е-14-09-3 от 26.04.2023 г.

#### **„Топлофикация Русе“ АД е представило следната обосновка:**

При планиране на цените от 01.07.2023 г. са използвани данните от предходния регулаторен период, като те са актуализирани, както следва:

1. Увеличени са планираните продажби на топлинната енергия с топлоносител гореща вода във връзка с планове за присъединяване на нови потребители и очаквано по-голямо потребление на топлинна енергия от клиентите през следващия отоплителен период (зимата на 2022 г. е била с по-високи температури от предвидените и през м. август централата е била в планов ремонт).

2. Увеличено е количеството на високоефективното комбинирано производство на електрическа енергия спрямо отчетеното през периода 01.07.2022 г. 30.06.2023 г. в съответствие с очакваното завишение на производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и топлинна енергия с топлоносител водна пара.

3. Горивата за новия ценови период са планирани в съответствие с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия, при запазване на общата ефективност, отчетена през периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

4. Количество закупени емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) през текущия ценови период е получено като от изчислените емисии на база прогнозните количества горива се приспадат предвидените безплатни квоти (сума от 1/2 от квотите за 2022 г. и 1/2 от квотите за 2023 г.), по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО). Отделените въглеродни емисии през новия ценови период, започващ от 01.07.2023 г. са изчислени в съответствие с количеството и емисионните фактори на горивата за периода 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г. По отношение на количеството въглеродни квоти, които следва да бъдат закупени за ценовия период от 01.07.2023 г – 30.06.2024 г., е предвидено увеличение в сравнение с базовия период поради следните основни причини:

Нарастване на общото количество отделени емисии, което се дължи на повишаване на количеството гориво в натурално изражение;

За ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., дружеството не е предвидило безплатни квоти за разпределение по чл. 10а и чл. 10 в от Директива 2003/87/ЕО, поради следните съображения:

- относно квотите по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО дружеството е подало Доклад за равнище на дейност в МОСВ в нормативно определения срок до 31.03.2023 г. На основата на същият и след одобрение от Европейската комисия ще бъдат разпределени предвидените в Доклада квоти по чл. 10а. Поради липсата на окончателно одобрение от страна на ЕК в ценовия модел не са отразени безплатните квоти по чл. 10а за 2023 г. и 2024 г.

- относно квотите по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО, към момента липсва нормативна уредба за функционирането на „Национална рамка за инвестиции за периода 2021 г. – 2030 г.“, на база на която да се провеждат тръжни процедури за инвестиционни проекти, за изпълнението на които да се разпределят квоти по чл. 10в. Поради това не са планирани количества безплатни квоти по чл. 10в на Директива 2003/87/ЕО.

#### **Разходи за основно гориво**

Очаквани доставки на въглища:

През периода от 01.03.2023 г. – 30.06.2023 г. – 99 000 t. по доставна цена 340,00 \$/t, с включени транспортни разходи до пристанище „Русе“. За периода са предвидени допълнителни разходи за разтоварване и съхранение на въглищата, митническо складиране към всеки съд при внос, сток и количествен контрол, вземане и разработване на проби на Пристанище „Русе“ в размер на 12,79 лв./t.;

През периода 01.07.2023 г. – 31.12.2023 г. – 6 000 t. по доставна цена 340,00 \$/t, с включени транспортни разходи до пристанище „Русе“. Допълнителни разходи за разтоварване и съхранение за периода са предвидени в размер на 12,79 лв./t.;

Необходими количества за обезпечаване на производството за периода 01.01.2024 г. – 30.06.2024 г. – 60 000 t. по доставна цена 340,00 \$/t, с включени транспортни разходи до пристанище „Русе“, плюс допълнителни разходи за разтоварване и съхранение в размер на 12,79 лв./t.

По отношение на качеството на основното гориво: „Топлофикация Русе“ АД посочва, че е централа със специфика на производствените мощности, като основното гориво за производството на електрическа и топлинна енергия са въглища с характеристики, които не са налични като залежи в страната. Изискванията към въглищата са заложи в комплексното разрешително – поставени са условия за използване на твърдо гориво със съдържание на сяра под 0,4% и летливи вещества под 10%. За осъществяване на производствената дейност спрямо дружеството са заложи и сериозни ограничения относно емисиите на прах, азотни и серни оксиди, изразяващи се в изисквания за спазване на определени концентрации в димните газове. Това налага все по-високи и специфични изисквания към характеристиките на използваните горива и значително ограничава района, от който може да се доставят въглища с нужните показатели, даващи възможност за изпълнение на екологичните ограничения. На практика те могат да бъдат доставени само от внос, като за постигане на исканите характеристики се налага предварителна обработка - раздробяване, смесване и хомогенизиране. Всичко гореизброено, допълнено и от факта, че в района на добив работят крайно ограничен брой доставчици, прави цената на такъв тип въглища доста по-висока.

Към момента „Топлофикация Русе“ АД продължава да ползва услугите на „Дайнинг Енерджи“ ЕООД като доставчик, специализиран в тази област.

Предвид спецификата на въглищата и пазарните условия договорената цена на тон въглища е в размер на 340,00 USD/t. В тази цена се включва цената, заплащана на производителя от „Дайнинг енерджи“ ЕООД, както и всички необходими разходи до пристанище „Русе“.

Изчислената цена на въглищата по доставки в рамките на ценовия период по утвърден от КЕВР образец на Справка - Приложение №2, е 570,01 лв./t.

Цената на въглищата, която „Топлофикация Русе“ АД залага в справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ в електронния изчислителен модел за образуване на цените е: 570,01 лв./t. + 12,79 лв./t. = 582,80 лв./t, където: 12,79 лв./t. са допълнителни разходи за разтоварване и съхранение на въглищата, митническо складиране към всеки съд при внос, стоков и количествен контрол, вземане и разработване на проба на Пристанище Русе.

Цената е изчислена при валутен курс към 29.03.2022 г. 1,80311 лв./\$.

Цена на природния газ: прогнозна цена в размер на 3 822,15 лв./km<sup>3</sup>, получена съгласно Приложение № 2 (за периода 01.07.2022 г. 30.06.2023 г.) и включва цените за достъп и пренос през газопреносната мрежа.

Цена на мазута: прогнозна цена в размер на 1 150,25 лв./t., получена съгласно Приложение № 2 (за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.).

Разходи за закупена електрическа енергия: планирана е сума от 5 303 хил. лв., каквато е и стойността на разходите за закупена електроенергия за отчетената 2022 г. Те са основно два вида – разходи за електроенергия, закупена при престой на централата и балансираща енергия за отклоненията от производствения график. Дружеството посочва, че голяма част от машините и съоръженията са физически остарели и амортизирани, което води до повече като брой и продължителност аварийни престои, което от своя страна води и до повишаване на разходите за закупуване на електрическа енергия при престой. По отношение на разходите за балансираща енергия, според дружеството основна роля има отново състоянието на оборудването в съчетание и с цените на балансиращата енергия за недостиг. Според дружеството приетият нов период на сетълмент ще доведе до увеличение в разходите за балансираща енергия.

Основните елементи на УПР (разходи за материали, външни услуги и други) са прогнозираны на база разчети за необходимите разходи на дружеството за регулаторния период, представени подробно в справка „Отчет и разчет на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията“. Завишението е следствие на 19% ръст в годишната инфлация в края на 2022 г. и началото на 2023 г. и обвързаността ѝ с цената на услугите.

Разходите за работна заплата и осигуровки за новия ценови период са завишени спрямо отчетените през 2022 г. с 20%. Планираното завишение е във връзка с изоставането на средната месечна работна заплата в дружеството, която за 2022 г. е в размер на 1 962 лв., спрямо средната месечна работна заплата на персонала, зает в икономическа дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която по данни на НСИ за 2022 г. е в размер на 2 934 лв.

Разходите за ремонт са планирани на база неотложни потребности от основни ремонти и текуща поддръжка на съоръженията.

Разходите за амортизации са изчислени при спазване изискванията на т. 31 и т. 31.1 от Указанията-НВ.

Разходите за материали за текущо поддържане и останалите условно-постоянни разходи са завишени незначително, като това увеличение е във връзка с увеличената продължителност на работа на централата спрямо базовия период.

Според дружеството влияние върху разходите за химикали и реагенти от променливите разходи оказва влязлата в експлоатация в началото на 2022 г. инсталация за почистване на димни газове ИОДГ-СОИ, която използва адитив хидратна вар. За позиция са предвидени 760 хил.лв., получени от отчетените разходи за 2022 г. 691 хил.лв. с 10% увеличение.

При изчисляване на Регулаторната база на активите са спазени изискванията на т. 30 от Указания-НВ.

Дружеството счита, че е спазило указанието за прилагане норма на възвращаемост на собствения капитал в размер, утвърден от КЕВР за предходния ценови период.

За изчисляване на цената на собствения капитал за регулаторния период са използвани следните параметри за изчисление – Безрискова премия, бета коефициент на



активите, пазарна рискова премия.

-бета коефициент на активите  $=0,55*(1+(1-10%)*37,01\%/62,99\%)=0,8408$

-НВск  $=0,5852\% + 0,8408 * 5,82\% = 5,48\%$

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал и е в размер на 5,58%.

-Дял на собствения капитал - ДСК = 62,99%;

-Дял на привлечения капитал -ДПК = 37,01%

-Данъчна ставка - ДС = 10%

В резултат на изчисленията Нормата на възвръщаемост на капитала е 5,90%.

Увеличението на съдебните разходи през 2022 г. е във връзка с извършени разходи по съдебни спорове с НЕК ЕАД и Мечел Карбон, в които „Топлофикация Русе“ АД е ответник.

В резултат на извършените изчисления по Справки-приложения от № 1 до № 9 (разчетни данни за 2023-2024 г.), са прогнозирани необходими приходи от дейността в размер на 187 572 хил.лв.

Съгласно счетоводните записвания, съдебните приходи на дружеството от юрисконсултско възнаграждение за периода са в размер на – 7 350,00 лв. Приходите дружеството използва за образуване на съдебни производства срещу длъжници по дела за доставена, но неплатена топлинна енергия, заплащане на разноски по дела, по които дружеството е ответник, като същите са извадени от общите разходи.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 400 MW, като инсталираната електрическа мощност в топлофикационната част е 180 MW.**

#### **Образуване на цените:**

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са коригирани в съответствие с отчетната стойност на активите, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 15 г. срок за амортизация в производството и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 30 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани до нивото на отчетената стойност през 2022 г., завишена допълнително с 15,3% инфлация по официални данни на НСИ, в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения в преноса са коригирани до нивото на отчетената стойност през 2022 г., завишени с 15,3% инфлация по официални данни на НСИ, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за горива за автотранспорт са коригирани до нивото на отчетената стойност през 2022 г., завишени с 15,3% инфлация, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за материали за текущо поддържане в производството са коригирани до нивото на отчетената стойност през 2022 г., завишени с 15,3% инфлация, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за такса дялово разпределение са коригирани, като не присъщи за лицензионната дейност на дружеството;

- разходите за други разходи по нормативни актове са коригирани, като не присъщи за лицензионната дейност на дружеството.

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 201 633,87 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 88 евро/t (172,11 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 172.11 лв./t X 201 633,87 t = 34 703 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 600 km<sup>3</sup>, 1 500 t мазут, 127 065 t въглища и 65 000 t биомаса.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирано е количеството въглища до нивото на отчетената стойност през 2022 г. до достигане показателят обща енергийна ефективност в съответствие с приетите показатели за производство на високоефективна електрическа енергия.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи на топлинна енергия по преноса са намалени, в контекста на извършените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от приетия общ подход.

Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

**1. Корекция по природен газ**

		2022/2023 г.												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	0	0	1 619	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>1 619</b>
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	115,16	115,16	115,16	115,16	115,16	115,16	115,16	115,16	115,16	115,16	115,16	115,16	<b>115,16</b>
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh			353,21				179,33	124,34	106,74	106,74	106,74	106,74	<b>353,21</b>
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв	0,00	0,00	-385,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>-385</b>
<b>Цена на пр. газ, Цбг</b>	<b>BGN/MWh</b>	<b>186,17</b>	<b>297,89</b>	<b>353,21</b>	<b>233,36</b>	<b>123,01</b>	<b>146,09</b>	<b>179,33</b>	<b>124,34</b>	<b>106,74</b>	<b>98,16</b>	<b>77,55</b>	<b>68,85</b>	<b>353,21</b>
		-186,17	-297,89	0,00	-233,36	-123,01	-146,09	0,00	0,00	0,00	8,58	29,19	37,89	
Цена на пр. газ, Цпl	BGN/MWh	93,09	148,95	353,21	116,68	61,51	73,05	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	<b>353,21</b>

**2. Корекция по въглеродни емисии**

Количество, Qe	тона	<b>185 885</b>
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	<b>91,30</b>
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	<b>82,43</b>
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	<b>3 224,77</b>

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
<b>-6 843,45</b>	<b>-7 174,32</b>	<b>-330,87</b>

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_{пl})_t + Q_e * (C_{пе} - C_{пl})_t + P_{t-1} = \mathbf{2\ 508,55}$$

**„Топлофикация Русе“ АД е представило становище с вх. № Е-14-09-5 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

1. Изразява несъгласие по отношение на корекция на **разходите за амортизации**, които са намалени в производството с 1 031,3 хил. лв. и в преноса на топлинна енергия с 499,57 хил. лв., поради предстоящо въвеждане на нови производствени съоръжения.

2. Изразява несъгласие по отношение на корекция на **разходите за заплати и възнаграждения и осигурителни вноски, отнесени към преноса.**

Според дружеството направената корекция в Доклада с понижение в размер на 985 хил. лв. е икономически неоправдана, като предвидените по-високи разходи за работни заплати и осигурителни вноски от началото на 2023 г. са във връзка с отчетената инфлация. Предвиденият разход на работни заплати в преноса от 1 650 хил. лв. е в резултат на следваната политика на дружеството и стремежа за покриване по-високия праг на осигурителни вноски и недопускане изоставане на средната работна заплата от отчетената за 2022 г.

3. Изразява несъгласие по отношение на корекция на **разходите за горивата за автотранспорт с 58 хил. лв.**

Дружеството посочва, че заложеното увеличение на горивата за автотранспорт е във връзка с бързо променящата се цена на петрола на Световната борса. През 2022 г. отчита увеличение с 52% в сравнение с 2021 г.

4. Изразява несъгласие по отношение на корекция на **разходите за материали за текущо поддържане** за следващия ценови период. Дружеството е планирало увеличение на производството в сравнение с предходния период и е предвидило и по-високи разходи за снабдяването със спомагателни материали за поддръжка работата на централата.

5. Изразява несъгласие по отношение на непризнаването на **такса дялово разпределение** в размер на 410,3 хил. лв. Дружеството посочва, че това е разход, който ежесечно заплаща на фирми за дялово разпределение, които отчитат използваната топлинна енергия.

6. Изразява несъгласие по отношение на корекция на **оборотен капитал**, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността. Дружеството счита, че е допусната техническа грешка при цитираната корекция от 64 946 хил. лв. на 20 215 хил. лв. в намаление на РБА. Според дружеството коригираната РБА по т. 2.1 е в размер на 62 425 хил. лв. и съответно цената на електрическата енергия е по-висока от определената от Комисията в размер на 601,19 лв.

7. Изразява несъгласие по отношение на корекциите на **необходимите приходи, съгласно чл. 24 а, ал.1 от НРЦЕЕ и чл.8, ал.10 от НРЦТЕ.**

„Топлофикация Русе“ АД няма забележки по корекцията по природен газ.

Дружеството не е съгласно с отчетената цена на въглеродните емисии от 82,43 EUR/t CO<sub>2</sub>. За изпълнение на законовите си задълженията, „Топлофикация Русе“ АД е закупила 140 500 t CO<sub>2</sub> по цена 98,10 €/t CO<sub>2</sub>. „Топлофикация Русе“ АД е изпратило фактура за закупените емисии.

Дружеството е изчислило недовзет приход от въглеродни емисии в размер на 1 868,60 хил. лв. (140 500 t\*(98,10 €/t – 91,30 €/t)\*1,95583 = 1 868,60 хил. лв.).

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**1. Възражението по отношение на корекция на разходите за амортизации, които са намалени в производството с 1 031,3 хил. лв. и в преноса на топлинна енергия с 499,57 хил. лв., не се приема.**

Дружеството се е аргументирало с предстоящо въвеждане на нови производствени съоръжения, но към настоящия момент тази инвестиция в основни съоръжения не е налична, поради което съответстващият ѝ разход за амортизация не е допустим от регулаторна гледна точка. При наличие на непрекъсваем отоплителен сезон най-вероятно е инвестицията да бъде отразена в инвентарната книга на дружеството в края на предстоящия

ценови период и съответният разход за амортизация да влезе в цените през следващия ценови период. Съгласно т. 31.1, б. „б“ от Указания-НВ в разходите за амортизация не се включват амортизации и други разходи, свързани с реконструкция или ново придобиване на имущество за производство на електрическа и/или топлинна енергия и пренос на топлинна енергия, което не е било въведено като актив към датата на подаване на заявлението за цени.

Стойностите на разходите за амортизации в справка № 1 „Разходи“ са в съответствие с т. 1.1 от общия подход.

Разходите за амортизации са следните:

- заявени за новия ценови период – 5 859 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 5 548 хил. лв.;
- признати за новия ценови период – 4 328 хил. лв.

## **2. Възражението по отношение на корекция на разходите за заплати и възнаграждения и осигурителни вноски не се приема.**

С ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на конкретната икономическа ситуация.

По отношение на разходите за възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски, са допуснати увеличения на стойностите в сравнение с отчетените през изминалия регулаторен период с 15,3 % средногодишна инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо същия период на 2021 г. в съответствие с официални данни от НСИ. Инфлацията е измерена чрез Индекс на потребителските цени, който е официалният измерител на инфлацията в Република България.

Няма материалноправна разпоредба, която да изисква разходите за заплати и възнаграждения да се определят на база средна заплата в сектора или в региона. Дружеството има самостоятелност, в рамките на която може да увеличи заплатите в рамките на спестени разходи по целия технологичен процес при условията на добър мениджмънт. Увеличението на работните заплати до достигане на средните за отрасъла ще става плавно в годините, а не шоково увеличение на цените за клиентите. Достигането до средната заплата в отрасъла е процес, обвързан и с други условия и при наличие на възможност.

Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

Комисията е коригирала разходите за заплати и възнаграждения на база отчетените за базисната година, които е завишила със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари – декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ и в съответствие с т. 1.3 от общия подход.

Стойностите на разходите за заплати, възнаграждения и осигурителни вноски в справка № 1 „Разходи“ са в съответствие с т. 1.3 от общия подход.

Разходите за заплати и възнаграждения са следните:

- заявени за новия ценови период – 10 795 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 8 595 хил. лв.;
- признати за новия ценови период – 9 810 хил. лв.

Комисията не е коригирала заявените от дружеството разходи за осигурителни вноски.

## **3. Възражението по отношение на корекции на разходите за горивата за автотранспорт и на разходите за материали за текущо поддържане за следващия ценови период не се приема.**

С ежегодното определяне на цени на енергия от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на конкретната икономическа ситуация. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата топлоснабдяване от друга. Повишаването на разходите за горивата за автотранспорт и материали за текущо поддържане, дори с минимален процент, е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай че ръководството на дружеството счете, че разходите, свързани с лицензионната дейност, са недостатъчни, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

**5. Възражението по отношение на непризнаването на такса дялово разпределение не се приема.**

Разходите за такса дялово разпределение са коригирани в справка № 1 „Разходи“ в съответствие с т.1.5 от общия подход, като неприсъщ разход. Такса „дялово разпределение“ се заплаща на топлопреносното дружество от клиентите, отделно от сумите за ползвана топлинна енергия. Съгласно чл. 13 от Общи условия за продажба на топлинна енергия за битови нужди на потребители от системата на „Топлофикация Русе“ ЕАД, одобрени с Решение № ОУ-05 от 16.07.2012 г. на ДКЕВР, купувачът е длъжен да заплаща на продавача суми за извършване на услугата „дялово разпределение“ срещу издадени сметкофактури (или фактури). Купувачът е длъжен да заплаща услугата „дялово разпределение“ ежемесечно.

**6. Възражението по отношение на корекция на оборотен капитал, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността не се приема.**

В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

Стойностите на оборотния капитал са резултантни в ценовия модел от корекциите в разходите.

**7. Възражението по отношение на корекциите на необходимите приходи, съгласно чл. 24а, ал.1 от НРЦЕЕ и чл.8, ал.10 от НРЦТЕ не се приема.**

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ са извършени при отчетна средна цена на CO<sub>2</sub> квоти за периода 01.07.2022 г. – 30.04.2023 г. в размер на 81,76 евро/t. (не са взети предвид авиационни EUAA, полски PL и немски DE и NIR квоти) и направена прогноза до края на текущия ценови период (30.06.2023 г.) в размер на 85,0 евро/t. или средна цена за периода в размер на **82,43 €/t**.

Корекциите на необходимите приходи са извършени в съответствие с т.13 от общия подход и чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ. Цитираните разпоредби изрично дефинират, че Ц<sup>II</sup> представлява *отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, лв./тон*. Следва да се има предвид, че целите на Закона за енергетика, сред които и целта по чл.2, ал. 1, т. 4 от ЗЕ за енергийни доставки при минимални разходи, са ангажимент на регулираните енергийни дружества, каквото е и „Топлофикация Русе“ АД.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация Русе“ АД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Топлофикация Русе“ АД</b>			
1. Справка 1 – „Разходи“	<b>предложение</b>	<b>След</b>	<b>изменение</b>

		корекция	
1.1. Разходи за амортизация, отнесени към електрическата енергия, хил. лв.	4 748,3	3 717	-21,7%
1.2. Разходи за амортизация, отнесени към преноса на топлинна енергия, хил. лв.	751,57	252	-66,5%
1.3. Разходи за ремонт, отнесени към електрическата енергия, хил. лв.	4 459	3 143	-29,5%
1.4. Разходи за ремонт, отнесени към преноса на топлинна енергия, хил. лв.	550	340	-38,2%
1.5. Разходи за заплати и възнаграждения, отнесени към преноса, хил. лв.	1 650	665	-59,7%
1.6. Горива за автотранспорт, хил. лв.	511,2	453	-11,3%
1.7. Разходи за материали за текущо поддържане, хил. лв.	1572	964	-38,7%
1.8. Такса дялово разпределение, хил. лв.	410,3	0	-100%
1.9. Други разходи по нормативни актове, хил. лв.	7 791,6	0	-100%
2. Справка 2 – „РБА“			
2.1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	64 946	62 425	-3,9%
3. Справка № 5 – Технологични разходи по преноса на топлинна енергия, %	38,40	32,0	-6,4%
3.1 Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	278 968	307 933	+10,38%

След извършените корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация Русе“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>601,19</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>360,21</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>105,57</b>
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	<b>133,25</b>

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 165 723 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 162 040 хил. лв., от които условно-постоянни – 27 948 хил. лв. и променливи – 134 092 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 62 425 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,90%
- Електрическа енергия – 216 243 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 215 000 MWh;
  - от некомбинирано производство – 1 243 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 5 182 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 307 933 MWh.

#### 11. „Топлофикация-Перник“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-03-3 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 591,75 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 180,24 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 72,22 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация-Перник“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	657,54	599,75	591,75	-1,33
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	116,71	116,71	180,24	+54,43
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	62,68	62,68	72,22	+15,21

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на въглища – 133,99 лв./*t<sub>н.г.</sub>* при калоричност 1 975 kcal/kg;
- цена на природен газ – 1 238,85 лв./*knm<sup>3</sup>* (без ДДС и акциз).

С писма, с изх. № Е-14-03-3 от 12.04.2023 г. и с изх. № Е-14-00-3 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация относно: обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, данни за средни стойности на емисионния фактор, долна топлина на изгаряне на съответното гориво, коефициент на окисление на отделните видове горива в общия микс и количеството гориво в прогнозния период, както и попълнен формуляр за докладване на прогнозни количества годишни емисии парникови газове за новия ценови период, която е представена от дружеството с писма с вх. № Е-14-03-3 от 21.04.2023 г. и писмо с вх. № Е-14-03-3 от 26.04.2023 г.

**„Топлофикация-Перник“ АД е представило следната обосновка:**

Прогнозната информация е определена въз основа на базисната 2022 г., съгласно Указания-НВ.

**Производствена програма (отчет и прогноза):**



През новия регулаторен период дружеството предвижда подобряване на техническото състояние на съоръженията и увеличение на производството на топлинна и електрическа енергия.

**Производство на топлинна енергия** – отпусната от съоръженията топлинна енергия към преноса за 2022 г. е 620 544 MWh. Прогнозата за новия ценови период е увеличена с 24,7% до 773 860 MWh. Предвижда се броят потребители на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се запази спрямо отчетния период. Технологичните разходи при преноса с гореща вода за отчетния период са 53,51%. Прогнозира се през новия регулаторен период те да се намалят до 48,27%.

**Производство на електрическа енергия** – цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период е изчислено съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство, при  $\Delta F \geq 10\%$ .

Производството на електрическа енергия през отчетния период възлиза на 244 163 MWh, а за периода 2023 г. – 2024 г. се планира да бъдат произведени 324 672 MWh.

**Продадена електрическа енергия** – през отчетната 2022 г. „Топлофикация-Перник“ АД е фактурирала 195 223 MWh на свободния пазар, от които 175 389 MWh, ВЕКП, компенсирани с премия от фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Общо произведеното нетно количество електроенергия през 2022 г. е в размер на 185 486 MWh. През новия регулаторен период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. количеството електрическа енергия за изкупуване е в размер на 248 436 MWh.

**Електрическа енергия за собствено потребление** – прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление са планирани на база отчетните данни през базовата 2022 г.

**Електрическа енергия за собствени нужди** – електрическа енергия за собствени нужди през новия ценови период е 76 236 MWh, в съответствие с работния режим на съоръженията съгласно глава трета, раздел I, т. 5 от Указания-НВ.

**Ремонтна програма (отчет и прогноза):** изпълнението на дейностите от Ремонтната програма на дружеството за 2022 г. възлиза на 5 001 хил. лв. за извършване на големи основни ремонти на съоръженията. През ценови период 07.2023 г. – 06.2024 г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 966 хил. лв. въз основа на ремонтна програма на дружеството. Взети са под внимание продължителната експлоатация на съоръженията и липсата на средства за реализиране на програмата в пълен размер през предишните регулаторни периоди. Стойността на ремонтните дейности е определена съгласно предварителни типови обеми по основните и средни ремонти. Текущите и аварийните ремонти се калкулират на база утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения и договорените часови ставки за труда.

**Инвестиционна програма** – през новия регулаторен период дружеството ще продължи да изпълнява част от дейностите, заложи в настоящия. Предвидени са инвестиции за проектиране и изграждане на депо за съхраняване на промишлените отпадъци от дейността и рекултивация на Сгуроотвал „7-ми септември“ с цел изпълнение на екологичните норми. При основните съоръжения на централата ще бъде подменен економайзер и въздухоподгревател на ПГ5. Ще бъде направен основен ремонт на охладителна кула № 2 на ТГ5. За периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. ще се инвестира в подмяна на главен тръбопровод, ремонт и подмяна на елементи от топлопреносната мрежа с цел намаляване на аварийността и подобряване на услугата към клиентите. Дружеството ще инвестира и в монтаж на 2 броя когенератори с единична мощност по 8,7 MW.

**Регулаторна база на активите** – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2022 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и за тяхното разпределение при производството между електрическата и топлинната енергия възлиза на 73 620 хил. лв. „Топлофикация-Перник“ АД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, нормите на

безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване. В съответствие с Указания-НВ в РБА не е включена стойността на преоценъчния резерв.

**Оборотен капитал** – определен е в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за съответната дейност, като не са включени разходи за амортизации, съгласно т. 32.5 от Раздел II на Указания-НВ. За ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2024 г. оборотният капитал за производство е в размер на 7 093 хил. лв.

**Норма на възвръщаемост** – използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е утвърдената от КЕВР норма за предходния ценови период. Използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ – съгласно средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2022 г. е 4,67%.

#### **Условно постоянни разходи**

**Разходи за амортизации** – съгласно изискванията на т. 31.1, б. „б“ от Указанията-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „Топлофикация-Перник“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. разходите за амортизации са на нивото на 2022 г.

**Разходи за работна заплата и осигуровки** – разходите за работна заплата и осигуровки за отчетната дейност през 2022 г. възлизат на 14 467 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 11 689 хил. лв. и за осигуровки 2 778 хил. лв. За периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. необходимите разходи са завишени на 14 142 хил. лв. – разходи за заплати и 3 424 хил. лв. за осигуровки, което се дължи на високия ръст на инфлацията.

**Разходите, пряко свързани с дейността по лицензиите** – са увеличени спрямо отчетната 2022 г. и същите са отразени в Приложение № 1 „Разходи за производство“ (от Справки № 1-9). Те са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период и отчетния от НСИ ръст на инфлацията. Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

**Променливите разходи** включват горива за производство, горива за разпалване - природен газ, разходи за закупени CO<sub>2</sub> квоти, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия и др. Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2022 г.

**Основно гориво за прогнозния период** – дружеството планира горивният микс за ТЕЦ „Република“ да се състои от: сурови кафяви въглища, при условията на Договор № 102 от 2014 г. за покупко-продажба на кафяви въглища, сключен с „Хийт Енерджи“ ЕООД, и обогатено енергийно гориво (ОЕГ), доставяно съгласно Договор от 01.11.2013 г. между „Топлофикация-Перник“ АД и „Хийт Енерджи“ ЕООД. Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2023 г., за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 133,99 лв./т. при калоричност 1 975,2 kcal/kg.

**Разходи за вода, за закупуване на електрическа енергия, консумативи и външни услуги през новия ценови период:** Разходите за вода за производство на електрическа и топлинна енергия през новия ценови период възлизат на 201 хил. лв. Те включват промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията. Разходи за закупена енергия и балансиране за новия ценови период възлизат на 6 954 хил. лв. и включват електроенергия за абонатните станции, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар. Разходите за консумативи за новия ценови период възлизат на 1 150 хил. лв., от които с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за почистване на димни газове от серни емисии. Разходите за консумативи включват още: сярна киселина монохидрат, натриева основа, хидротан, хидро-хикс,

ферихлорид, железен сулфат, тринатриев фосфат, йонообменни смоли, разходи за гориво-смазочни материали за въглеподавателен тракт. Разходите за новия ценови период са прогнозираны на база отчетени през 2022 г.

**Разходи за закупуване на емисии на парникови газове:** в съответствие с изискванията на нормативната база ТЕЦ „Република“ притежава издадено от ИАОС разрешително за емисии на парникови газове. Същото е актуално към дата 31.03.2023 г. Ежегодно – в срок до 31 март дружеството е задължено за предходната календарна година (01.01-31.12) да предостави в ИАОС верифициран „Доклад за емисии на парникови газове“. Към дата 31.03.2023 г. в ИАОС е входиран верификационен доклад. Към момента не е получено от ИАОС потвърдително писмо. До 30 април ежегодно дружеството е задължено да осигури квоти в размер равен на верифицираните по сметката си в „Регистъра за емисии на парникови газове“. Законодателството не предвижда изчисление и верифициране на емисии по отделни месеци, тримесечия или други периоди. За 2022 г. верифицираните емисии от дейността на дружеството са 160 392 t. Данните са от 30.03.2023 г. Прогнозното количество на закупените емисии за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. ще бъде 349 564 t. при изгорени твърди горива – 562 890 t., природен газ – 20 100 000 m<sup>3</sup>.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 105 MW.**

#### **Образуване на цените:**

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и осигуровки са коригирани в съответствие с т. 1.3. от общия подход.

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 387 599,95 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 88 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 172,11 лв./t. X 387 599,95 t. = 66 710 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са природен газ 20 100 km<sup>3</sup> и 562 890,00 t. въглища.

2. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 92,43 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,07 + 6,89 = 7,96 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 100,39 лв./MWh.**

Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от

**1. Корекция по природен газ**

		2022/2023												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	2 903	711	0	5 432	4 599	689	2 211	3 507	5 940	5 940	5 940	5 940	<b>43 812</b>
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	116,99	116,99	116,99	116,99	116,99	116,99	116,99	116,99	116,99	116,99	116,99	116,99	<b>116,99</b>
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	200,46	298,18		232,29	121,72	175,63	179,33	128,99	106,74	106,74	106,74	106,74	<b>139,72</b>
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-200,85	-128,55	0,00	-629,24	-24,73	-20,04	-137,84	-25,78	60,89	111,85	234,27	285,95	<b>-474</b>
<b>Цена на пр. газ, Цбг</b>	<b>BGN/MWh</b>	<b>186,17</b>	<b>297,89</b>	<b>353,21</b>	<b>233,36</b>	<b>123,01</b>	<b>146,09</b>	<b>179,33</b>	<b>124,34</b>	<b>106,74</b>	<b>98,16</b>	<b>77,55</b>	<b>68,85</b>	<b>127,94</b>
		14,29	0,29	-353,21	-1,07	-1,29	29,54	0,00	4,65	0,00	8,58	29,19	37,89	
Цена на пр. газ, Цпl	BGN/MWh	186,17	297,89	176,61	232,82	122,37	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	<b>127,81</b>

**2. Корекция по въглеродни емисии**

Количество, Qe	тона	<b>201 497</b>
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	<b>91,30</b>
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	<b>82,43</b>
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	<b>3 495,61</b>

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-12 277,62	-11 839,81	437,81

НРЦТЕ: 
$$Ht = Qg * (Цпг - Цпl)t + Qe * (Цпе - Цпl)t \pm Pt-1 = 3\,459,37$$

**„Топлофикация-Перник“ АД е представило становище с вх. № Е-14-03-6 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

Изразява несъгласие по отношение на корекцията на количествата на топлинна енергия за технологични разходи по преноса. Дружеството посочва, че непрекъснато инвестира в рехабилитацията на топлопреносната мрежа и подмяната на съществуващи абонатни станции с нови, съгласно утвърдените стандарти. През отчетната 2022 г. технологичните разходи по преноса са в размер на 53,51%. Със заложените в Инвестиционната програма подмяна на елементи от топлопреносната мрежа, дружеството има за цел да намали технологичните разходи до 48,27%. Дружеството счита, че дължината на топлопреносната мрежа (139 000 m) е тясно свързана със стойността на загубите на топлина по време на преноса и посочва, че корекцията от 24,27% е непосилна за него.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**Възражението на дружеството относно направените корекции на количествата топлинна енергия за технологични разходи по преноса и за реализация не се приема.**

За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага и поради необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата,

тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 48,27%;
- отчетени за 2022 г. – 53,51 %;
- признати за новия ценови период – 24,00%.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация-Перник“ АД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Топлофикация-Перник“ АД</b>			
	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение</b>
1. Справка 1 – „Разходи“			
1.1. Разходи за заплати и възнаграждения, хил. лв.	14 142	13 478	-4,7%
1.2. Разходи за социални осигуровки, хил. лв.	3 423	3 203	-6,4%
1.3. Разходи за емисии CO <sub>2</sub> , хил. лв.	68 368	66 710	-2,4%
2. Справка 5 – „ТИП в преноса“, технологични разходи, %	48,27%	24,00%	-24,27%
2.1 Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	193 400	284 164	+46,93%

**След извършените корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

„Топлофикация-Перник“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>572,25</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>331,27</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>115,94</b>
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	<b>67,79</b>

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 205 915 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 201 908 хил. лв., от които условно-постоянни – 26 170 хил. лв. и променливи – 175 738 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 85 803 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 4,67%
- Електрическа енергия – 248 436 MWh, в т. ч.:
- от високоефективно комбинирано производство – 232 936 MWh;
- от нискоефективно комбинирано производство – 15 500 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 399 960 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 284 164 MWh.

#### 12. „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-07-4 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 677,99 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 120,35 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 97,92 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	542,60	521,13	677,99	+30,10
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	103,92	103,92	120,35	+15,81

Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	96,75	96,75	97,92	+1,21
---	-------	-------	-------	-------

Предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на въглищата – 484,00 лв./t с калоричност 4 932 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 240,00 лв./t калоричност 9 500 kcal/kg;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 143,00 лв./t с калоричност 3 500 kcal/kg;

С писмо, с изх. № Е-14-07-4 от 12.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изисквана допълнителна информация относно: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ. Информация е представена с писмо с вх. № Е-14-07-4 от 26.04.2023 г. Дружеството е заявило, че няма присъдени юрисконсултски възнаграждения. Представило е допълнително и данни за средни стойности на емисионния фактор, долна топлина на изгаряне на съответното гориво, коефициент на окисление на отделните видове горива в общия микс и количеството гориво в прогнозния период.

**„Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД е представило следната обосновка:**

Производството на електрическа и топлинна енергия е съобразено с настъпилите промени в броя и потреблението на клиентите на гореща вода. През 2021 г. дружеството е реализирало 108 480 MWh топлинна енергия с гореща вода. През 2022 г. дружеството реализира 98 244 MWh топлинна енергия с гореща вода. Независимо, че през изминаващия сезон 2022 г. – 2023 г. средномесечните температури се доближават до типични за преходните месеци ноември и април, за предстоящия ценови период с цел оптимизиране цената на топлинната енергия, в прогнозата дружеството запазва количеството в размер от 97 622 MWh. За 2022 г. продадената топлинна енергия с пара е 139 492 MWh. За предстоящия ценови период прогнозира запазване на общото количество пара в същия порядък.

Количествата електрическа енергия са резултантни от комбинираното производство, при минимално паропроизводство на енергийните котли и постигнати показатели за ефективност през 2022 г. Има планирано спиране за ремонт на съоръженията за комбинирано производство в периода 12.06.2024 г. – 30.06.2024 г. През този период не се предвижда производство и продажба на топлинна енергия.

Собствените нужди от електрическа енергия са съобразно работещите ел. двигатели на вентилатори, помпи, съоръжения, свързани с подготовка на горивото за изгаряне, хранене на котлите с вода, подаване на варов разтвор към сероочистващата инсталация и др.

**Условно-постоянни разходи** – предвидените УПР в по-голямата си част са увеличени с 36,9% спрямо отчетените разходи през 2022 г.

Прогнозните разходи за амортизации са съобразени с отчетените през 2022 г., въведените в експлоатация съоръжения през същата година, такива с изтекъл амортизационен срок и са запазени в същия размер.

Разходи за заплати: от 01.01.2023 г. с постановление на Министерския съвет минималната заплата за страната е увеличена от 710 лв. на 780 лв. или с 9,9%, а прогнозата за следващото увеличение от 01.01.2024 г. е да превиши 980 лева (50% от средната заплата за страната). Съгласно вътрешните правила на дружеството при промяна на размера на минималната заплата се променят и заплатите на работещите в дружеството. Според дружеството, друга причина, поради която е наложително увеличение на възнаграждението, е ниското възнаграждение за полагащия труд в тежките



условия на работа, все по-трудното задържане на персонал и голямо текучество на работници.

Разходи за охрана – съгласно договор за осъществяване на охрана на обекти на дружеството месечната издръжка се формира на база минималната работна заплата. Считано от 01.01.2023 г., вследствие увеличението ѝ на 780 лв., е актуализирана и общата сума, заложена в прогнозата за предстоящия ценови период.

Разходи за вода – цената на водата за град Сливен от 01.03.2023 г. е увеличена с 16,03%. За предстоящия период, със същия процент е увеличен и отчетения през 2022 г. разход. Отчитайки значителното увеличение на цените на хранителните стоки в страната, разходите за безплатна храна съгласно нормативен документ спрямо 2022 г. са увеличени с 45%.

Най-голямо увеличение на цените и разходите дружеството е заложило за „материали за текущо поддържане“. Поради това прогнозното им увеличение е с 80%, спрямо 2022 г.

През тази година изтича двугодишният срок за метрологична проверка на част от топломерите в абонатните станции. Предвижда се разходът за тези проверки да възлезе на 30 хил. лв., което е показано в модела, в разходи за проверка на уреди в преноса.

През 2022 г. след направен анализ на състоянието на база проявени дефекти и с цел оптимизиране работата на централата дружеството е насочило усилия към ремонт на генериращи съоръжения – енергийни котли, турбина и електрогенератор.

Разпределението на разходите по цехове и звена при обща стойност 2 429,8 хил. лв. за извършените през годината ремонти е: Ремонт на съоръженията по енергиен котел 1 – 440,3 хил. лв.; Ремонт на съоръженията по енергиен котел 2 и скарна предкамера – 587,3 хил. лв.; Ремонт на турбоагрегат и турбинно оборудване за 191,9 хил. лв., включващ: проверка и ремонт на лагери, клапанна кутия, клапани ВН, сервомотори, маятникова настройка, регулираща и маслена системи, проверка ротор електрогенератор; Ремонт на съоръженията в горивоподаване за 46,6 хил. лв.; Ремонтите на електро и КИП и А съоръжения в това число турбогенератор са за 203,1 хил. лв.; Ремонтите по съоръженията и сгради в ХВО са за 172,6 хил. лв.

В направление пренос и разпределение на топлинна енергия е извършена ремонтна дейност за 698,0 хил. лв., включваща: ремонт на промишлени парни и водни магистрали, градски водни магистрали и отклонения, АС и помпи, възстановяване на хоризонтална планировка след аварии.

Ремонтът на съоръжения за очистване е на стойност 53,5 хил. лв., текущ ремонт на сгради е за 35,9 хил. лв.

Инвестиционните разходи на дружеството са за 7 771,5 хил. лв., като от тях 4 907,1 хил. лв. са отделени за доставка на когенерационно оборудване. Приоритетно са отделени средства за енергиен котел 1, депо за неопасни отпадъци и топлопренос.

За предстоящия ценови период ремонтните дейности са свързани с изпълнение на оптимално необходимите задачи с приоритет необходимост от подобряване техническото състояние на електрогенериращите съоръжения и поддържането им в изправност, както и на съоръженията за пренос на топлинна енергия с цел гарантиране непрекъснато топлоподаване към клиентите на топлинна енергия.

Съгласно Указания-НВ, в УПР не са включени разходи, извършвани във връзка с приходи от присъединяване, услуги, разходи за придобиване на дълготрайни материални активи, и др.

В регулаторната база на активите са включени само тези активи, които са свързани с изпълнението на лицензионните дейности. Не са включени активи, които са свързани със социални разходи и др.

Стойността на оборотния капитал е определен съгласно т. 32.5 от Указания-НВ.

**Променливи разходи включват:** горива; електрическа енергия; вода за технологични нужди; такса за водоползване съгласно Тарифа за таксите за водовземане, за

ползване на воден обект и за замърсяване; реагенти за обработка на водата; консумативи за инсталацията за почистване на димните газове от серен диоксид; акциз съгласно Закона за акцизите и данъчните складове; квоти за емисии парникови газове.

Разходи за горива – увеличеното потребление на твърди горива и енергия в световен мащаб, породено от намалените доставки на природен газ, води до затруднения в доставките на твърди горива и повишаване на техните цени. За осигуряване на производствените нужди, дружеството търси оптимално съотношение на горивния микс, при спазване на изисквания за икономичност, екологични и осигуряване на резерви от горива. В отговор на повишените изисквания към качество на българските горива, доставчиците са повишили калоричността им.

Дружеството заявява, че за предстоящия регулаторен период ще ползва български въглища от налични на склад – ООЕГ и каменни антрацитни. Средната цена на микса от гориво въглища е показана в ценовия модел. Цената на биогоривата е запазена, без промяна. Включените в производствената програма видове и количества горива са в съответствие с комплексното разрешително на дружеството.

Изпълнявайки екологичните изисквания за допустими норми на отделяне на серен диоксид, през ценовия период 2023 г. – 2024 г. дружеството ще използва хидратна вар за газоочистващата инсталация в размер на 2 952 тона на обща стойност 853 хил. лв. Завишението спрямо отчетната 2022 г. е продиктувано от технологичната необходимост за изпълнение на нормите за серен диоксид до 360 мгр/м<sup>3</sup> и повишена цена на хидратната вар, която към момента е 289 лв./t. Във връзка с повишеното количество варов разтвор е завишено количеството вода, съответстващо на режима на работа на газоочистващата инсталация. Прогнозните количества вода за технологични нужди за захранване на парогенераторите, производство на пара и за допълване на топлопреносната мрежа са запазени на нивото на 2022 г. Минималното повишение на този разход с 40 хил. лв. спрямо 2022 г. отразява повишение на доставната цена.

Драстичните увеличения на материалите засяга и използваните при химична обработка на сурова вода, химикали и реагенти, като сярна киселина, натриева основа, железен трихлорид, сол и др. Доставните цени при тях са повишени с 50 до 120 процента. Затова дружеството предвижда общият разход по тази позиция да бъде 280 хил. лв., което е завишение със 140 хил. лв. спрямо отчетната 2022 г.

Вследствие включените абонатни станции за битови клиенти е отчетен увеличен разход за електрическа енергия. Очаква се и през следващия ценови период увеличение на този разход от присъединените през предходната година клиенти.

За предстоящия регулаторен период дружеството посочва, че може да разполага с до 6 440 t безплатни емисии, поради което предвижда да закупи разликата между емитираното количество и посочените 6 440 t. Необходимото количество е изчислено съгласно указанията за предвидените по производствена програма горива, чрез формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации, и постигнати показатели през отчетната 2022 г. Прогнозният брой квоти за следващия ценови период 2023 г. – 2024 г. е показан в Справка № 4 в ценовия електронен модел и справка за емисии парникови газове. Разходът за закупуването им е изчислен при цена 95 евро/t.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 30 MW.**

#### **Образуване на цените:**

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 199 297 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 172,11 лв./t. X 199 297 t. = 34 301 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са 240 t мазут, 104 966,67 t въглища и 19 198,00 t биомаса.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

**Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:**

Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	110 899
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Ц <sub>пе</sub>	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии, Ц <sup>II</sup>	евро/тон	82,43
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	1 923,90

**„Топлофикация-Сливен – инж. Ангел Ангелов“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-07-5 от 31.05.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекцията на технологичните разходи по преноса с гореща вода, за сметка на увеличени продажби. „Топлофикация-Сливен – инж. Ангел Ангелов“ ЕАД посочва, че представената прогноза е изцяло на база отчетените продажби през базовия период – 2022 г. Дружеството счита, че въпреки непрекъснато развитие на пазара на топлинна енергия, увеличения на продажбите в такъв размер, няма да може да постигне.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**Възражението на дружеството относно направените корекции на количествата топлинна енергия за технологични разходи по преноса и за реализация не се приема.**

За целите на ценовото регулиране в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага и поради необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични

разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД</b>			
	Предложение	Корекция	Изменение, %
Справка № 5 „ТИП в преноса“, технологични разходи по преноса на топлинна енергия, %	34,04	24	10,04
Справка № 5 - Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	97 622	112 482	+15,22

След извършените корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД	лв./MWh , без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>643,37</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>402,39</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>104,19</b>
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	<b>97,95</b>

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 114 481 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 112 764 хил. лв., от които условно-постоянни – 18 540 хил. лв. и променливи – 94 225 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 31 961 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,37%
- Електрическа енергия – 135 334 MWh
  - от високоефективно комбинирано производство – 132 751 MWh;
  - от нискоефективно производство – 2 584 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 112 482 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 140 176 MWh.

**13. „Топлофикация-Габрово“ ЕАД**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-11-6 от 04.04.2023 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 720,94 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 211,57 лв./MWh.

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

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на	<b>707,65</b>	<b>705,01</b>	<b>720,94</b>	<b>+2,26</b>

електрическата енергия				
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	137,51	137,51	211,57	+53,86

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при следните цени на горивата, без ДДС:

- въглища – 631,12 лв./t при калоричност – 4 200 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 200,00 лв./t при калоричност – 9 500 kcal/kg;
- цена на биомаса – 227,96 лв./t при калоричност – 2 435 kcal/kg.

С писмо, с изх. № Е-14-11-6 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация към заявлението, както следва: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ; Комплексно разрешително, издадено на дружеството по Закона за опазване на околната среда, заедно с всички актуализации към него и обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения. С писмо с вх. № Е-14-11-6 от 02.05.2023 г. дружеството е представило изисканата декларация, като заявява, че няма издадено комплексно разрешително, тъй като инсталираната топлинна мощност на централата е под 50 MW и няма присъдени юрисконсултски възнаграждения.

**„Топлофикация-Габрово“ ЕАД е представило следната обосновка:**

**I. Справка № 1 – Разходи**

Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г. са определени, като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2022-30.06.2023 г. и отчетните за 2022 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през прогнозния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

**1.1. Разходи за амортизации** – дълготрайните активи се амортизират, съгласно прилаганата в дружеството счетоводна политика и счетоводния амортизационен план. Разходите за амортизации на ДА са изчислени, съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизация са включени 133 хил. лв, от тях 125 хил. лв. са амортизации за производство и 8 хил. лв. за пренос. Разходите за амортизация за производство са разпределени по следния начин: 75 хил. лв. за електрическа енергия и 50 хил. лв. общо за двата продукта.

**1.2. Разходите за ремонт** – те са в размер на 345 хил. лв., в това число 255 хил. лв. в направление „Производство“ и 90 хил. лв. в направление „Пренос“.

**1.3. Разходи за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях** – за новия ценови период се предвижда разходите за заплати да бъдат увеличени с 5% от 1 380 хил. лв. на 1 450 хил. лв. за новия ценови период. Увеличението е направено поради значителното изоставане на ръста на заплащане в дружеството, както от средното в отрасъла, така и от фирмите в града и региона, което в последните години е довело до отлив на квалифициран управленски и изпълнителски персонал и незаети работни места.

**1.4. Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията** – общият размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, по отчет за 2022 г. е 760 хил. лв., а прогнозните за новия ценови период са 846 хил. лв. Увеличението на тези разходи е в следствие увеличение на цените на всички стоки и услуги ползвани от дружеството при неговата дейност.

**1.5. Приходи от присъединяване и от топлоносител** – през новия ценови период

от 01.07.2023 г. не са планирани приходи от присъединяване, тъй като до момента няма заявени желаниа за присъединяване на нови клиенти, както и през 2022 г. също няма реализирани приходи от тези дейности.

#### **1.6. Променливи разходи:**

**1.6.1. Прогнозни количества и разходи за горива** – разходите за горива в енергийната част, посочени в променливите разходи, са в съответствие с показателите по Справка № 4 „ТИП-Производство“.

- **Цена на въглищата** – през прогнозния период се предвижда да бъдат изгорени 2 250 t. черни въглища с долна топлина на изгаряне средно 4 200 kcal/kg. Прогнозната цена на въглищата е 631,12 лв./t и включва 603,89 лв./t натурално гориво и 27,22 лв./t транспортни разходи по дестинацията Сливен-Габрово.

- **Цена на основното гориво – биомаса** – през прогнозния период се предвижда работа на котела на биомаса с общо количество гориво 17 951 t, в съотношение дървесен чипс 11 951 t. с долна топлина на изгаряне 2 000 kcal/kg и пелети от слънчогледова люспа 6 000 t. с долна топлина на изгаряне 3 300 kcal/kg. Средната калоричност на микса горива е 2 435 kcal/kg.

**1.6.2. Разходи за закупена електроенергия** – разходите за електрическа енергия се формират от количеството електрическа енергия, предназначено за абонатни станции и количествата закупени в месеците извън отоплителния сезон, в които централата няма собствено производство.

**1.6.3. Разходи за външни услуги** – те са завишени с 37 хил. лв. спрямо отчетната 2022 г., поради нарасналата необходимост от наемане на външни фирми за периодично почистване на ЕПГ8 от отлагания върху нагрешните повърхности и при ремонтите по топлопреносните мрежи.

**1.6.4. Разходи за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>)** – през прогнозния ценови период се предвижда централата да работи с основно гориво биомаса. Изгарянето на въглища ще бъде ограничено – само в случаите на работа на резервния котел ЕПГ2. Дружеството посочва, че за новия ценови период при изгарянето на планираните 2 250 t въглища и 25 t мазут, прогнозното количество емитирани емисии ще бъде 3 506 t. CO<sub>2</sub>. Към 31.03.2023 г. дружеството не разполага с безплатни емисии.

#### **II. Справка № 2 - Регулаторна база на активите**

Справка № 2 е изготвена като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2022 г. В стойността на дълготрайните активи не са включени тези, несвързани с лицензионната дейност и отдадените под наем, както и разходите за придобиване и ликвидация на дълготрайни активи, а само стойността на активите в експлоатация към 31.12.2022 г. Регулаторната база на активите е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както и по продукти.

#### **III. Справка № 3 - Норма на възвращаемост на капитала**

Стойността на собствения капитал в справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2022 г., като не включва текущия финансов резултат. Нормата на възвращаемост на собствения капитал е в размер на 5,00%. Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО – 10%.

**IV. Справка № 4 - ТИП-производство** – технико-икономическите показатели, използвани за определяне на цените през прогнозния ценови период, са на базата на отчетните данни за предходните години, като разчетът е съобразен с някои особености за изминалата 2022 г. През прогнозния ценови период се предвижда централата да работи само с инсталациите за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, включваща енергиен парогенератор на въглища ЕПГ2, енергиен парогенератор на биомаса ЕПГ8, противоналегателни парни турбини ТГ3 и ТГ2. Предвижда се да се работи основно с ЕПГ8 и с ТГ3. ЕПГ2 и ТГ2 ще бъдат в резерв, като при необходимост ЕПГ2 ще работи и в дните с по-високи топлинни товари. Технико-икономическите показатели, използвани за определяне на цените през новия ценови период, са на базата на анализ на отчетните

данни за предходните години, състоянието на оборудването и планираните ремонтни работи. Предвид отчетените по-високите външни температури през изминалите отоплителни сезони, за предстоящия прогнозен период се предвижда по-високо производство на топлинна и електрическа енергия.

**1. Количеството произведена топлинна енергия от инсталацията за комбинирано производство** – общото прогнозирано количество произведена топлинна енергия от инсталацията за комбинирано производство е 40 220 MWh, от което 32 499 MWh е топлинната енергия с гореща вода, отпусната към преноса и 7 721 MWh топлинна енергия за собствени нужди.

**2. Количеството топлинна енергия за собствените нужди** – определено е на база на отчетените данни през изминали периоди с отчитане на текущото състояние на съоръженията, приетите режими на работа с двата енергийни котела, външните метеорологични условия, оптимизиране работата на отоплителните инсталации и подгръването на мазутните резервоари.

**3. Произведено количество електрическа енергия от инсталацията за комбинирано производство** – предвижда се с извършването на планираните ремонтни работи по основните енергийни съоръжения и оптимизиране работата на енергийните парогенератори да се увеличат работните часове и средният електрически товар на ТГЗ и количеството произведена електрическа енергия да достигне 10 300 MWh.

**4. Продаденото количество електрическа енергия** – предвижда се разходът на електрическа енергия за собствени нужди да бъде намален от 3 675 MWh на 3 300 MWh, поради предвидени повече работни часове на ЕПГ8, при което при произведени 10 300 MWh, продаденото количество електрическа енергия за прогнозния ценови период ще бъде 7 000 MWh.

**V. Справка № 5 – ТИП-пренос** – през ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. количеството топлинна енергия за разпределение е планирано в размер на 19 800 MWh, което включва само топлинна енергия за отопление.

**1. Топлинна енергия за разпределение** – топлинната енергия за отопление е определена на базата на анализа по отчетни данни за предишни отчетни периоди, като е взета в предвид аварийността по топлопреносната мрежа, която оказва влияние върху този показател, както и по-високите средни външни температури през последните два отоплителни сезона. Поради тези причини е предвидено увеличение на количеството топлинна енергия за отопление с 3 306 MWh в сравнение с отчетената през 2022 г. При същите стойности за корекционните фактори и същата изчислителна мощност за отопление, очакваното количество топлинна енергия за отопление за отоплителен сезон 2023/2024 г. възлиза на 19 800 MWh.

**2. Общо прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи** – определено е на базата на отчетеното през минали периоди, състоянието на топлопреносната мрежа и предвидените ремонтно-възстановителни дейности през 2023 г. за намаляване на загубите от топлоносител. За 2022 г. и ценовия период от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., поради пропуски на топлоносител от амортизирани участъци на топлопреносната мрежа, този показател е съответно 11 712 MWh или 41,5% и 7 734 MWh или 42,5% от отпуснатата към преноса топлинна енергия. Технологичните разходи са определени съгласно Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г.

С предвидените ремонтни работи по топлопреносната мрежа се очаква аварийността по мрежата да намалее значително и прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи за новия ценови период да бъде намалено до 35%.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 12 MW.**



**Образуване на цените:**

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения в преноса са коригирани до нивото на отчетената стойност през 2022 г., завишени с 15,3% инфлация, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са 25 t. мазут, 2250 t. въглища и 17 951 t. биомаса.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

**Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:**

Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	1 297
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Ц <sub>пе</sub>	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии, Ц <sup>II</sup>	евро/тон	82,43
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	22,50

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация-Габрово“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация-Габрово“ ЕАД			
	Предложение	След корекция	Изменение
1. Справка 1 – „Разходи“			
1.1. Разходи за заплати и възнаграждения, хил. лв.	1575	1413	-11.46%
1.2. Разходи за емисии CO <sub>2</sub> , хил. лв.	687	0	-100%
2. Справка 2 – „РБА“			
2. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	320	1122	+71.4%
3. Справка 5 – „ТИП в преноса“, технологични разходи по преноса, %	38,32%	20,93%	-17.39%
3.1 Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	19 800	25 380	+28,18%

След извършените корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация-Габрово“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
----------------------------	---------------------

1. Преференциална цена на електрическата енергия	611,71
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	370,73
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	138,00

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 9 202 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 9 109 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 055 хил. лв. и променливи – 6 054 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 1 366 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 6,83%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 000 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 25 380 MWh.

**14. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-24-6 от 03.04.2023 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода в размер на 59,37 лв./MWh, без ДДС.

С писмо с вх. № Е-14-24-8 от 05.05.2023 г. дружеството е представило в КЕВР допълнителна информация към заявлението за утвърждаване на цени на топлинна енергия за новия регулаторен период, а именно: годишен индивидуален финансов отчет; доклад за дейността на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за 2022 г.; одиторски доклад за заверка на годишния индивидуален финансов отчет съгласно Закона за независимия финансов одит; копие на публикация с предложената за утвърждаване цена на топлинната енергия; попълнени справки относно прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ.

**„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е представило следната обосновка:**

Прогнозата на разходите за производство и пренос на топлинна енергия за прогнозния период е разработена на база отчетни данни за 2022 г.

Разходите са разчетени съгласно Методиката за определяне на цената на топлинната енергия, произведена в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД. В основата на определяне на разходите за топлинна енергия в производството е залегнал принципът на недопроизводството на електрическа енергия, която не е произведена, за сметка на отнета пара за производството на топлинна енергия в бойлерните установки на блокове 5 и 6 чрез т. н. коефициент на редукция. Този дял на разходите участва в ценообразуването като разходи за производство на топлинна енергия. Към тези разходи за производство се прибавят и разходите по преноса на цех „Топлоснабдяване“ (ТС). Към разходите за пренос са прибавени административни разходи, разпределени между електрическата енергия и топлинната енергия на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности - електропроизводство и производство и пренос на топлинна енергия.

**Разходите за производство на топлинна енергия** са в размер на 198 хил. лв. и съставляват около 4% от общите разходи за производство и пренос на топлинна енергия.

**Разходите за пренос** по същество представляват разходите на цех ТС. Прогнозата е на стойност 4 838 хил. лв., като е запазено равнището на отчетените разходи за 2022 г.

**Другите разходи** се формират от разпределени разходи на база коефициент, от балансовата стойност на активите на обектите (ТС), спрямо стойността на всички активи на дружеството, отнесен към общите разходи.

В съответствие с чл. 37 от ЗЕ, спазвайки Закона за счетоводството, Международните стандарти за финансово отчитане, Счетоводната политика на „АЕЦ

Козлодуй“ ЕАД и ЕССО, приета от Комисията, в дружеството е организирана отделна отчетност. Всички разходи на цех ТС, чиято основна дейност е топлоснабдяване на небитови и битови клиенти в гр. Козлодуй, се отнасят в отделна счетоводна сметка 611/2 – „Разходи за производство и пренос на топлинна енергия“.

**Преките счетоводни разходи** за производство и пренос на топлинна енергия, отчетени за 2022 г., са за материали, външни услуги, амортизации, заплати, осигуровки и други разходи. За целите на ценообразуването, тези разходи са намалени с 408 хил. лв.

На основание чл. 21 от НРЦТЕ от разходите за пренос на топлинна енергия са приспаднати приходите от присъединяване на клиенти към мрежата и от услуги по директно възлагане от клиенти на стойност 36 хил. лв.

**Разпределени разходи** - в отчета за 2022 г. относно пренос на топлинна енергия са разпределени разходи на обща стойност 1 410 хил. лв., както следва:

Социалните разходи са разпределени по звена, на база списъчен състав, зает в основните производствени и административни звена. За 2022 г. коефициентите на разпределение са: за първо полугодие при численост на персонала в цех ТС от 64 души – 0,0266 (разчетен на база численост на персонала 2 409 бр.) и за второ полугодие при численост на персонала в цех ТС от 66 души – 0,0272 (разчетен на база численост на персонала 2 430 бр.). Разпределените социални разходи за цех ТС за 2022 г. са на стойност 945 хил. лв.

В перо „Други разходи“, освен преките разходи, се отнасят още разпределени разходи на общопроизводствени звена, разпределени чрез коефициенти, отчитащи относителния дял на съответния критерий (численост на персонала, балансова стойност на дълготрайните активи).

Общо производствените разходи се разпределят на база на коефициент, формиран от балансовата стойност на активите на обектите (ТС), спрямо стойността на всички активи за всички обекти. Коефициентите се определят на шестмесечие.

**Административните разходи** се разпределят между електрическата и топлинната енергия на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности-електропроизводство и производство и пренос на топлинна енергия и за 2022 г. са в размер на 140 хил. лв. За целите на ценообразуването спазвайки т. 19 от Указания-НВ, разходите са намалени с 92 хил. лв., които по същество представляват разходи, които не са свързани със съответната регулаторна дейност.

Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са на стойност 5 036 хил. лв. Възвращаемостта на капитала е в размер на 60 хил. лв.

Необходимите годишни приходи за производство и пренос на топлинна енергия са на стойност 5 097 хил. лв.

**Регулаторната база на активите** към 31.12.2022 г. е в размер на 10 781 хил. лв. и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2022 г. пряко свързани с дейността по лицензията на стойност 11 221 хил. лв., намалени с натрупаната амортизация за периода на използване на активите в размер на 914 хил. лв. и увеличена с необходимия оборотен капитал 473 хил. лв. За целите на ценообразуването оборотният капитал е разчетен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходи за амортизации, в съответствие с т. 32.5 от Указания-НВ.

**Нормата на възвръщаемост** е изчислена в размер на 0,56%, съгласно Указания-НВ. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е 0,5% и е равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период. Дял на привлечения капитал – 0%. Към 31.12.2022 г. “АЕЦ Козлодуй” ЕАД няма задължения по сключени договори за заем. Данъчната ставка е в размер на 10%, съгласно ЗКПО.

В справка № 4 са обобщени основните натурални показатели при производството и реализацията на топлинна енергия за новия регулаторен период. Прогнозното производство възлиза на 199 022 MWh, а размерът на собствените нужди – 86 078 MWh

(43% от производството). С оглед същественото влияние на климатичните фактори, прогнозите за потреблението и съответно производството могат да се отклоняват значително от отчетните данни, както това е налице през настоящия регулаторен период. Предвид поредни топли зими, актуализираните прогнозни данни за настоящия регулаторен период са близо до отчетните за 2022 г. Тази тенденция е отчетена в прогнозите за следващия регулаторен период, като прогнозният ръст от 3,5% в производството спрямо отчета за базовата 2022 г. се предвижда от очакван малък ръст в потреблението на битови и небитови клиенти в града.

В Справка № 5 е представена информация за прогнозните продажби на топлинна енергия за новия регулаторен период, както и сравнение с отчетните данни за 2022 г. и с прогнозите за текущия регулаторен период. Дружеството прогнозира общо количество топлинна енергия за реализация в размер на 85 171 MWh, базирано на отчетните данни за 2022 г. и прогноза за малък ръст в потреблението на битови и небитови клиенти в града.

#### **Образуване на цената:**

Предвид резултатите от текущото наблюдение и анализа на ценовите елементи в заявлението за „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД следва да се утвърди цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, образувана при прилагане на индивидуалната методика, съгласно чл. 14, ал. 4 от НРЦТЕ.

**Не са извършвани корекции на предложените от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД ценообразуващи елементи за следващия ценови период.**

**Въз основа на гореизложеното, е определена следната цена на енергия:**

<b>„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>59,37</b>

#### **Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 5 097 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 036 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 873 хил. лв. и променливи – 163 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 10 781 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 0,56%
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 85 171 MWh.

#### **15. „КОГРИЙН“ ООД - гр. Първомай**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-68-2 от 04.04.2023 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за утвърждаване от Комисията, считано от 01.07.2023 г. следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 461,75 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 159,88 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Когрийн“ ООД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	526,77	526,77	461,75	-12,34
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	228,18	228,18	159,88	-29,93

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ – 1 159 лв./kNm<sup>3</sup>, (без акциз и ДДС).

С писмо, с изх. № Е-14-68-2 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изисквана допълнителна информация към заявлението, както следва: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ; документ за платена такса за разглеждане на заявлението; копия на действащи договори за покупко-продажба на електрическата енергия за 2023 г. – 2024 г., с всички приложения към тях; копия на действащи договори за доставка на природен газ, заедно с приложенията към договорите. Изискваната информация е представена от дружеството с писмо вх. № Е-14-68-2 от 09.05.2023 г.

**„Когрийн“ ООД е представило следната обосновка:**

**Производствена програма** – подчинена е на програмата на оранжерийните предприятия на площадката. „Когрийн“ ООД планира през новия ценови период:

- Производство на електрическа енергия – 32 400 MWh;
- Електрическа енергия за собствени нужди – 2 120 MWh;
- Електрическа енергия за продажба – 30 280 MWh;
- Отпусната топлинна енергия – 34 800 MWh;
- Топлинна енергия за продажба – 34 300 MWh.

▪ **Инвестиционна и ремонтна програма** – дружеството не предвижда значителни инвестиционни разходи. В ремонтната програма се планира текущо поддържане и основен ремонт на когенерационната мощност, съгласно експлоатационните инструкции на доставчика, в зависимост от натрупаните работни часове на инсталацията. Основните ремонтни операции ще се извършват от специализирана фирма на доставчика на основното оборудване, при спазване на изискванията при извършване на необходимото абонаментно поддържане.

**Условно-постоянни разходи** – отчетната стойност на дълготрайните материални активи на дружеството към 31.12.2022 г. е 12 147 хил. лв., в съответствие с инвентарната книга на активите. И в настоящата обосновка „Когрийн“ ООД посочва същия мотив, който е бил посочен и в обосновката за предходния ценови период, че в справките на дружеството за цени, подавани към КЕВР, е допусната техническа грешка, като е

посочена стойността само на единия когенератор, като в ценовите справки за новия ценови период техническата грешка е отстранена. Прилага се линеен метод на амортизация и разходите за амортизации са изчислени с годишната амортизационна норма за 15 г. Размерът на оборотния капитал е изчислен в съответствие на Указания-НВ. Разходът за материали отразява стойността на очакваните разходи за материали, като масло, за доливане и смяна, етилен гликол, леватит и др. химикали за омекотителната инсталация и др. Разходите за външни услуги включват: задължителните застраховки на оборудване и работна сила, абонаментно поддържане на прибори и инсталации, разходи за охрана и други услуги. Разходите за ремонт се формират основно от договора за сервизно и текущо поддържане на агрегатите от специализирана фирма за ремонт на когенератори от този тип. Разходите за заплати и осигуровки съответстват на одобрения щат на дружеството. В „други“ разходи са отнесени обичайни разходи за функциониране на предприятието.

**Променливи разходи** – над 80% от променливите разходи са разходите за гориво. Разходите за гориво дружеството е оценило при цена природния газ – 1370 лв./ $\text{knm}^3$ . Разходът на природен газ е оценен, като са отчетени: разходните норми при номинални режими на работа по инструкции на завода-производител и минимални толеранси, работа на агрегатите при намален товар, често спиране и пускане при ниски товари на оранжерийните комплекси, температурните условия.

**Възвръщаемост на капитала** – нормата на възвръщаемост на капитала е оценена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 7% и среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал 7,51%, съгласно кредитните договори.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6,66 MW.**

#### **Образуване на цените:**

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

Разходната позиция, добавена от дружеството в Справка № 1 „Разходи“, с наименование „Надвзет/Недовзет приход от природен газ“, формираща условно-постоянните разходи не се признава като ценообразуващ елемент.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция: прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

2.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 93,50 лв./MWh;

2.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа –  $1,10 + 6,46 = 7,56$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 101,06 лв./MWh.**

**„Когрийн“ ООД е представило становище с вх. № Е-14-68-3 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

1. Изразява несъгласие по отношение на корекцията на **разходите за компенсирани от предходен регулаторен период** в размер на 933,2 хил. лв., изчислени на база определена от КЕВР прогнозна цена за закупуване на природен газ и реално постигнатите цени през този период. Дружеството посочва, че постигнатата цена от „Когрийн“ ООД е вследствие реалните условия на пазара в страната и възможностите за доставка на природен газ, като се е стремил да намира най-добрите цени, предлагани на пазара на газ. Твърди, че постигнатата цена от 134,21 лв./MWh надвишава определената от 128,77 лв./MWh и формира дефицит от 933,2 хил. лв., който предлага да бъде признат като разход при определяне на цената за новия регулаторен период.

2. Изразява несъгласие по отношение на корекцията на **цената на природния газ** от 1159 лв./кнм<sup>3</sup> на 1065 лв./кнм<sup>3</sup>, с което се намалява и цената на електрическата енергия. Посочва, че прогнозата за цената на природния газ е направена при актуалните към момента цени в Р България и на международните пазари.

3. Изразява несъгласие с корекцията на **коэффициента на електрическа ефективност**, като твърди, че същият е променен на 0,55 спрямо този по техническия паспорт на съоръженията - 0,49. Дружеството счита, че това пряко се отразява върху изчислението на цената и ще окаже негативно влияние върху приходите, които няма да се постигнат на нивата от решението.

4. Изразява несъгласие с **определената прогнозна пазарна цена на електрическата енергия** за новия регулаторен период в размер на 240,98 лв./MWh. Твърди, че на пазарите на енергия в цяла Европа се наблюдава значителен спад на цените на електроенергията, като тази тенденция има траен ефект от началото на 2023 г. и прогнозите са да се запази. Посочва, че постигнатата средна цена на БНЕБ за първите 5 месеца на годината е 223,33 лв./MWh, като само за май тя е 170,86 лв./MWh. Дори фючърсите на унгарската борса, които традиционно са с около 10-15% по високи от цените на БНЕБ за второ полугодие на 2023 г. са на нива от 220 лв./MWh. „Когрийн“ ООД предлага Комисията да преразгледа възможността за корекция на прогнозната пазарна цена на електрическа енергия, като определи такава ненадвишаваща 200 лв./MWh, което да даде възможност дружествата да реализират енергията на борсата без да търпят загуби от дейност, която не е основна за тях.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**1. Възражението на дружеството, че в УПР не са взети предвид разходите от недовзетия приход не се приема.**

Стойността на условно постоянните разходи за дружеството са следните:

- заявени за новия ценови период – 7 995 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 5 761 хил. лв.;
- признати за новия ценови период – 7 062 хил. лв.

Условно постоянните разходи са в съответствие с т.1 от общия подход.

**2. Възражението по отношение на корекцията на цената на природния газ не се приема.**

Комисията е определила прогнозните разходи за природен газ за предстоящия ценови период въз основа на действащи договори, сключени от обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД с различни доставчици, които осигуряват необходимите количества природен газ за вътрешния пазар, както и въз основа на прогнозни данни за потреблението на природен газ по месеци, в периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., в съответствие с т.11 от общия подход.

Прогнозите за цените на природния газ са направени въз основа на:

- договорените цени на природния газ, в съответствие с условията на договорите за доставка на природен газ за покриване на вътрешното потребление, които са сключени от обществения доставчик, с период на доставка до края на годината;

- фючърсите на природния газ по тримесечия, снети от следния официален сайт на Intercontinental Exchange, Inc.: <https://www.ice.com>;

- прогнозно помесечно потребление на природен газ в страната, както и влиянието на цените на азерския газ за планирания период на доставка по време на новия регулаторен период до 30.06.2024 г.

**3. Възражението по отношение на корекция на коефициента на електрическа ефективност, който е променен на 0,55 спрямо този по техническия паспорт на съоръженията – 0,49 се приема.**

**Коефициент за ефективност на производството на електрическа енергия - 0,4900** Стойността е коригирана съгласно заявеното от дружеството.

**4. Възражението по отношение на определената прогнозна пазарна цена на електрическа енергия не се приема.**

За целите на чл. 33а от ЗЕ, комисията е извършила анализи и симулации и е определила прогнозна пазарна цена за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в съответствие с т. 16 от общия подход.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Когрийн“ ООД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Когрийн“ ООД</b>			
<b>1. Справка № 1 – „Разходи“</b>	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение</b>
Надвзет/недовзет приход от природен газ, хил. лв.	933	0	-100%
<b>2. Справка № 4 – „ТИП в производството“</b>			
Цена на природен газ, BGN/knm <sup>3</sup>	1 159	1 065	-8,1%

**След извършените корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Когрийн“ ООД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>424,26</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>183,28</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>140,97</b>

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 17 682 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 16 938 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 062 хил. лв. и променливи – 9 876 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 13 921 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.

**16. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“**



Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-81-1 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

„Оранжерии Гимел“ АД предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2023 г. преференциална цена на електрическа енергия – 559,91 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии Гимел“ АД, за ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложена цена за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	500,59	500,59	559,91	+11,85

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 1 317,50 лв./knm<sup>3</sup>, в т. ч.: цена за пренос – 8,00 лв./knm<sup>3</sup>, цена за капацитет – 9,00 лв./knm<sup>3</sup>, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm<sup>3</sup>.

„Оранжерии Гимел“ АД по отношение на ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ е представило следната обосновка:

1. **Производствена програма** – работата на КГ1 и КГ2 през новия ценови период-01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. е съобразена с прогнозните нужди от топлинна енергия в Оранжерийен комплекс „200 дка“. Производствената програма е както следва: прогнозни количества електрическа енергия-бруто (21 213 MWh), електрическа енергия за собствено потребление (1 055 MWh) и нетна електрическа енергия (20 160 MWh).

2. **Регулаторна база на активите** – за целите на изчисляване на РБА, стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2022 г., в размер на 7 311 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2022 г.

3. **Амортизационна програма** – при изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години, като единствено съществуващият газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ „200 дка“, е с прогнозна амортизационна норма от 4%.

4. **Ремонтна програма** – разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателите съгласно сключени договори с фирма Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия, за ремонт, превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 616 GS от 0 до 59 999 моточаса на двигателя. Посочва се, че в цената на поддръжката включени: превантивна поддръжка според изискванията на производителя

на всеки 10 000 часа, текуща поддръжка (извън гаранцията), в т. ч.: разходи за труд, разходи за пътуване, разходи за части и материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2 000 часа и 6 000 часа, оригинални глави на цилиндъра и свещи, междинен ремонт на 30 000 часа, мониторинг на първите 2 000 часа, наблюдение от разстояние, обучение на персонала. В цената на поддръжката не се включват: смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото, поддръжка и смяна на свещи, други консумативи, провеждане на инспекции.

5. **Променливите разходи** са както следва: цена на природния газ – 1 650,00 лв./ $\text{knm}^3$ , разходи за консумативи – 75 хил. лв., разход за електрическа енергия – 25 хил. лв., разходи за акциз на природен газ – 129 хил. лв. и разходи за външни услуги – 25 хил. лв.

6. **Условно-постоянните разходи** са планирани при работа на двата когенератора и са следните: разходи за амортизации (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на съществуващ газопровод, който се амортизира с  $\text{АН} = 4\%$ ) – 799 хил. лв., разходи за ремонт – 848 хил. лв., разходи за заплати (при средно-списъчен персонал – 14 души) – 425 хил. лв., разходи за социални осигуровки – 85 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 1 848 хил. лв.

7. **Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала** – при определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на т. 34.1 от Раздел III от Указания-НВ, съгласно която дружества с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчислят среднопретеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство. При собствен капитал в размер на 3 238 хил. лв. и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7%, както и привлечен капитал в размер на 2 675 хил. лв. при среднопретеглена норма на привлечения капитал в размер на 4,45%, дружеството е изчислило норма на възвръщаемост на капитала в размер на 6,27% към 31.12.2022 г.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 4,87 MW.**

#### **Образуване на цената:**

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 91,75 лв./MWh;
3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 2,32 + 3,02 = 5,34 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 97,09 лв./MWh.**

**„Оранжерии Гимел“ АД 200 дка е представило становище с вх. № Е-14-81-2 от 31.05.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

Дружеството не е съгласно с определения от Комисията коефициент за разпределение на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата (К<sub>ел.</sub><sup>КПД</sup>). Според дружеството, стойността на коефициента не съответства на нормативната уредба и техническите параметри по паспорт на двигателите и дружеството ще претърпи огромни финансови загуби в рамките на предстоящия регулаторен период.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**Възражението на дружеството относно определения от Комисията коефициент за разпределение на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия се приема.**

Стойността е коригирана съгласно заявеното от дружеството.

Коефициент за разпределение на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,4900.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ за следващия ценови период са следните:**

<b>„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“</b>			
<b>1. Справка 2 – „РБА“</b>	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение</b>
1.1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	1 259	1 362	+8,18
2. Справка 4 – „ТИП в производството“:			
2.1. Природен газ, лв./кнм <sup>3</sup>	1 317,50	1 288,29	-2,2%

**След извършените корекции и в съответствие с общия подход, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	454,24
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	213,26

**Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 12 152 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 11 698 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 005 хил. лв. и променливи – 7 693 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 7 238 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,27%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано

производство – 20 160 MWh.

**17. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-70-1 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2023 г., преференциална цена на електрическа енергия – 581,89 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии Гимел“ АД, за ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложена цена за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	510,61	510,61	581,89	+13,96

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 1 317,50 лв./knm<sup>3</sup>, в т. ч.: цена за пренос – 8,00 лв./knm<sup>3</sup> и цена за капацитет – 9,00 лв./knm<sup>3</sup>, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm<sup>3</sup>.

„Оранжерии Гимел“ АД по отношение на ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ е представило следната обосновка:

1. **Производствена програма** – натовареността на двата когенератора на енергийния обект е прогнозирана на база предвижданата производствена програма на дружеството за новия ценови период 01.07.2023-30.06.2024 г.

2. **Регулаторна база на активите** – за целите на изчисляване на РБА стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2022 г., в размер на 3 797 хил. лв.

3. **Амортизационна програма** – при изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години, като единствено съществуващият газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ „500 дка“, е с прогнозна амортизационна норма от 4%.

4. **Ремонтна програма** – разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателите съгласно сключени договори с фирма Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия, за ремонт, превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 616 GS от 0 до 59 999 моточаса на двигателя. В цената на поддръжката са включени: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 часа, текуща поддръжка (извън гаранцията), в т. ч.: разходи за труд, разходи за пътуване, разходи за части и материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2 000 часа и 6

000 часа, оригинални глави на цилиндъра и свещи, междинен ремонт на 30 000 h, мониторинг на първите 2 000 часа, наблюдение от разстояние, обучение на персонала. В цената на поддръжката не се включват: смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото, поддръжка и смяна на свещи, други консумативи, провеждане на инспекции.

5. **Променливите разходи** са както следва: цена на природния газ – 1 317,50 лв./ $\text{km}^3$ , разходи за консумативи – 60 хил. лв., разходи за вода – 5 хил. лв., разход за електрическа енергия – 70 хил. лв., разходи за външни услуги – 20 хил. лв. и разходи за акциз на природен газ – 97 хил. лв.

6. **Условно постоянните разходи** – разходи за амортизации (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на съществуващ газопровод, който се амортизира с  $\text{АН}=4\%$ ) – 571 хил. лв., разходи за ремонт – 770 хил. лв., разходи за заплати – 430 хил. лв., разходи за социални осигуровки – 100 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 906 хил. лв.

7. **Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала** – при определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на т. 34.1 от Раздел III от Указания-НВ, съгласно която дружества с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчислят среднопретеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство, която е описана в обосновката. При собствен капитал в размер на 352 хил. лв. и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7%, както и привлечен капитал в размер на 5 906 хил. лв. при среднопретеглена норма на привлечения капитал в размер на 4,45%, дружеството е изчислило норма на възвръщаемост на капитала в размер на 4,64% към 31.12.2022 г.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,944 MW.**

#### **Образуване на цената:**

В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 93,84 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа –  $2,45 + 3,31 = 5,75$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 99,60 лв./MWh.**

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „500 дка“ е представило становище с вх. № Е-14-70-2 от 31.05.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Дружеството не е съгласно с определения от Комисията коефициент за разпределение на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата ( $K_{ел}^{КПД}$ ). Посочва, че стойността на коефициента не съответства на нормативната уредба и техническите параметри по паспорт на двигателите и дружеството ще претърпи огромни финансови загуби в рамките на предстоящия регулаторен период.
2. По отношение на **условно-постоянните разходи** дружеството посочва, че са намалени, като не е признат разход от недовзет приход от природен газ в размер на 142 хил. лв. Дружеството иска Комисията да преразгледа извършената корекция.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

**1. Възражението на дружеството относно определения от Комисията коефициент за разпределение на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия се приема.**

Стойността е коригирана съгласно заявеното от дружеството.

Коефициент за разпределение на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,4900.

**2. Възражението на дружеството, че в УПР не са взети предвид разходите от недовзетия приход не се приема.**

Стойността на условно постоянните разходи за дружеството са следните:

- заявени за новия ценови период – 2 777 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 2 360 хил. лв.;
- изчислени за новия ценови период – 2 635 хил. лв.

Условно постоянните разходи са изчислени в съответствие с т. 1 от общия подход.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ за следващия ценови период са следните:

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“			
	Предложение	Корекция	Изменение
1. Справка 4 – „ТИП в производството“:			
1.1. Природен газ, BGN/knm <sup>3</sup>	1 317,50	1 049,84	-20,32%

След извършените корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	380,15
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	139,17

**Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 7 613 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 7 423 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 635 хил. лв. и променливи – 4 788 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 4 082 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 4,64%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано

производство – 15 199 MWh.

**18. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-73-1 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2023 г. преференциална цена на електрическа енергия – 484,27 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопотеглена прогнозна цена на природния газ – 1 317,50 лв./knm<sup>3</sup>, в т. ч.:

- цена за пренос – 8,00 лв./knm<sup>3</sup>;

- цена за капацитет – 89,60 лв./knm<sup>3</sup>, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm<sup>3</sup>.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложена цена за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	527,12	527,12	484,27	-8,13

Цената на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 1 317,50 лв./knm<sup>3</sup> (без ДДС и акциз).

**„Оранжерии Гимел II“ ЕООД е представило обосновка, както следва:**

**1. Производствената програма** е разработена при параметрите на инсталацията с инсталирана електрическа мощност 3,044 MW и топлинна мощност 3,035 MW.

Представена е производствена програма за новия регулаторен период с прогнозни количества електрическа енергия-бруто (8 321 MWh), собствено потребление (422 MWh) и нетна електрическа енергия (7 899 MWh).

**2. Инвестиционна програма** – отчетната стойност на активите, участващи в регулаторната база на активите, е в размер на 6 696 хил. лв., в т. ч.: 239 хил. лв. – сгради; 507 хил. лв. – представляващи 1/3 от стойността на земята на оранжерийният комплекс, върху която са изградени сгради, съоръжения, инсталации и площадкови мрежи и др.; 5 958 хил. лв., съоръжения, машини и оборудване, в т. ч. част от съществуващи газопроводи, собственост на дружеството.

Натрупаните амортизационни отчисления на активите за периода на ползване, т. е. към 31.12.2022 г., са както следва: 143 хил. лв. – за сгради и 3 560 хил. лв. – за сгради на съоръжения, машини и оборудване. Включените към дълготрайните материални активи на ко-генерационната инсталация част от съществуващи газопроводи счетоводно са напълно

амортизирани през м. април 2016 г. и са заведени като задбалансови активи. Разходи за амортизация за новия ценови период на тези активи не са предвидени.

При изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години.

**3. Ремонтна програма** – разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя и съгласно условията на договор за поддръжка от Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия за превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 620 GS N.L. от 0 до 59 999 моточаса на двигателя.

**4. Променливи разходи** – представена е таблица с прогнозни месечни количества изразходван природен газ в периода м. юли 2023 г. – м. юни 2024 г. или общо количество за периода 2 286,452 km<sup>3</sup>

- Разходи за електрическа енергия – 50 хил. лв.;

- Разходи за акциз на природен газ – 52 хил. лв.

**5. Условно-постоянни разходи** – разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи) – 413 хил. лв.; разходи за ремонт (съгласно ремонтна програма) – 440 хил. лв.; разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 12 души) – 420 хил. лв. разходи за социални осигуровки – 80 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 631 хил. лв.

**6. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала** – при определяне на капиталовата структура дружеството е приложило т. 34.1. от Указания-НВ. Посочва се, че през м. май 2014 г. дружеството е рефинансирало всички свои кредитни експозиции към „Първа инвестиционна банка“ АД /„МКБ Юнионбанк“ АД/ от „Уникредит Булбанк“ АД, ведно с извършените до момента самоучастия по проекта под формата на инвестиционен кредит. На 27.09.2018 г. е подписан последният Анекс № 14. Собственото участие в проекта е било рефинансирано от „Уникредит Булбанк“ АД, а през 2019 г. от „Обединена Българска Банка“ АД. Съгласно Справка № 3 (Приложение № 3), дружеството е изчислило **норма на възвръщаемост – 2,00%**.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,044 MW.**

#### **Образуване на цената:**

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;



2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 94,29 лв./MWh;
3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа –  $1,11 + 8,4 = 9,51$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 103,80 лв./MWh.**

**„Оранжеви Гимел II“ ЕООД е представило становище с вх. № Е-14-73-2 от 31.05.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

Дружеството не е съгласно с определения от Комисията коефициент за разпределение на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата (К<sub>ел.КПД</sub>). Посочва, че стойността на коефициента не съответства на нормативната уредба и техническите параметри по паспорт на двигателите и дружеството ще претърпи огромни финансови загуби в рамките на предстоящия регулаторен период.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**Възражението на дружеството относно определения от Комисията коефициент за разпределение на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия се приема.**

Стойността е коригирана съгласно заявеното от дружеството.

Коефициент за разпределение на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,4900.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжеви Гимел II“ ЕООД за ТЕЦ „Оранжевия Левски“ за следващия ценови период са следните:**

<b>„Оранжеви Гимел II“ ЕООД</b>			
1. Справка 2 – „РБА“	Предложение	Корекция	Изменение
1.1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	195	519	+166,15
2. Справка 4 – „ТИП в производството“:			
2.1. Природен газ, лв./km <sup>3</sup>	1 317,50	1 094,19	-16,95%

**След извършените корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Оранжеви Гимел II“ ЕООД</b>	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	424,93
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	183,95

**Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 4 633 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 562 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 849 хил. лв. и променливи – 2 713 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 3 520 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 2,00%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 899 MWh.

## 19. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-76-1 от 04.04.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия в размер на 455,89 лв./MWh. Към заявлението не е приложена част от изисканата с писмото на КЕВР информация и документи, в т. ч. и обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Инертстрой-Калето“ АД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложена цена за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	528,27	528,27	455,89	-13,70

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,358 MW.**

С писмо, с изх. № Е-14-76-1 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация към заявлението, както следва: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ; писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, придружена с доказателства и подробна аргументация, относно необходимостта и икономическата им целесъобразност; копия на действащи договори за доставка на природен газ заедно с приложенията към договорите.

### Образуване на цената:

В справка № 4 „ТИП в производството“ въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 90,60 лв./MWh;
3. Цени за пренос чрез автотранспорт до мястото на инсталацията 27,72 лв./MWh.

**Крайна цена на природен газ – 118,33лв./MWh.**

„Инертстрой-Калето“ АД е представило становище с вх. № Е-14-76-2 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Възразява срещу определената преференциална цена на електрическата енергия в доклада. Посочва, че необходимите годишни приходи на дружеството не се покриват от предложената преференциална цена по количеството произведена електрическа енергия от ВЕКП.
2. Дружеството заявява, че определената индивидуална цена на природния газ е намалена спрямо искането на дружеството с повече от 15%.
3. Дружеството заявява, че не са взети предвид разходите за производство-амортизации, фонд работна заплата и т.н., и недовзетият приход в размер на 2 239 000,00 лв. за ценови период 01.07.2022 г.-30.06.23 г., също така и недовзетият приход за предходния ценови период 01.07.2021 г.-30.06.2022 г. в размер на 2 943 000.00 лв.
4. Дружеството възразява, че в Доклада не е отразена промяната на общата инсталирана мощност на когенератора от 2,027 MW, на 3,358 MW.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**1. Възражението на дружеството срещу определената преференциална цена на електрическата енергия не се приема.**

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 НРЦЕЕ.

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

Следва да се има предвид, че утвърдените необходими годишни приходи не се покриват само от произведената електрическа енергия, но и от приходите от произведената топлинна енергия от ВЕКП.

**2. Възражението за определената индивидуална прогнозна цена на природен газ за дружеството не се приема.**

Съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ разходите за основно гориво природен газ се остойносттават въз основа на: изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 1 и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа.

Комисията е определила прогнозните разходи за природен газ за предстоящия ценови период въз основа на действащи договори, сключени от обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД с различни доставчици, които осигуряват необходимите количества природен газ за вътрешния пазар, както и въз основа на прогнозни данни за потреблението на природен газ по месеци, в периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., в съответствие с т. 11 от общия подход.

При изчисляване на еднокомпонентната цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода и преференциалната цена на електрическата енергия, Комисията е взела предвид данните, предоставени от „Инертстрой-Калето“ АД в Приложение № 2.

Комисията не е извършвала корекции на заявените количества природен газ.

**3. Възражението на дружеството, че не са взети предвид разходите за**

производство/амортизации, фонд работна заплата и други и недовзетият приход е неоснователно.

Комисията не е извършвала корекции на заявените от дружеството разходи за производство/амортизации, фонд работна заплата.

**4. Възражението на „Инертстрой-Калето“ АД по отношение на общата инсталирана електрическа мощност се приема и същата е коригирана на 3,358 MW.**

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Инертстрой-Калето“ АД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Инертстрой-Калето“ АД</b>			
1. Справка № 4 – „ТИП в производството“	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение</b>
1.1. Цена на природен газ - BGN/knm <sup>3</sup>	1346,17	1276,87	-5,15%

**След извършените корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Инертстрой-Калето“ АД</b>	лв./MWh , без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>384,89</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>143,91</b>

**Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 10 026 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 9 738 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 785 хил. лв. и променливи – 6 953 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 5 859 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,42%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 900 MWh.

**20. ЧЗП „Румяна Величкова“**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-59-1 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2023 г. следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 444,14 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 97,19 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от ЧЗП „Румяна Величкова“ цени на енергия и действащите цени на дружеството:

<b>Показатели</b>	<b>Цени на енергията, утвърдени с Решение №</b>	<b>Цени на енергията по ценови модел, считано от</b>	<b>Предложени цени за периода 01.07.2023 г.</b>	<b>Изменение, %</b>
-------------------	---	--	---	---------------------

	Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	01.07.2022 г., лв./MWh	до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4- к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	442,32	442,32	444,14	+0,41
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	Не утвърдена	-	97,19	-

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена и калоричност на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 561,69 лв./kNm<sup>3</sup>, при долна работна калоричност 8 200 kcal/kNm<sup>3</sup>.

#### ЧЗП „Румяна Величкова“ е представило следната обосновка:

**Производствената програма** за новия ценови период е подчинена на работата на оранжерията. През 2022 г. когенераторът е работил 3 530 h, като е произведена 4 410 MWh електрическа енергия, от които нетна електрическа енергия 4 131 MWh и е опусната 4 349 MWh топлинна енергия. Работните часове и опуснатата топлинна енергия съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс в с. Трудовец.

Дружеството посочва, че е подменено старото и е монтирано ново ко-генерационно съоръжение, което функционира от 01.07.2022 г., т. е. през ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Демонтажът на старото и монтажът на новото ко-генерационно съоръжение са извършени през м. юни 2022 г.

**Амортизационни отчисления** – през 2022 г. са извършени текущи ремонтни дейности по когенерационната инсталация в съответствие с изработените часове на генератора и договора за сервиз с поддържащата фирма. Дълготрайните материални активи на когенерационната мощност към 31.12.2022 г. възлизат на 111 хил. лв.

Посочва се, че след извършване на ремонтните работи по когенератора през 2022 г., фирмата, извършваща одит на финансово-счетоводния отчет, е поискала част от стойността на ремонтните работи да се класифицират като инвестиции и стойността им да бъде отнесена в стойността на ДМА. Адекватно на стойността на ДМА са калкулирани стойностите на амортизационните отчисления.

По отношение на разходите за труд, дружеството посочва, че се стреми да разходва минимално количество труд за експлоатацията на когенерационната си мощност, но през новия ценови период стойността на положения труд ще се увеличи.

**Други разходи** – включват разходи за горива за автотранспорт, текущи материали, двигателно масло за доливане, смяна на антифриз, данъци, такси, застраховки, пощенски разходи, вода, електрическа енергия, химикали и външни услуги.

**Променливите разходи**, голяма част от които са разходите за гориво, съответстват на постигнатото ниво на ефективност на инсталацията през предходни периоди и са значително по-ниски от други подобни инсталации.

През 2022 г. цялото количество топлинна енергия от инсталацията е използвана за производството на растителна земеделска продукция.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,004 MW.**

**Образуване на цената:**

1. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е коригирана цената на природния газ, в съответствие с т.11 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 117,27 лв./MWh;

3. Пренос – 1,05 лв./MWh;

4. Достъп – 4,20 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 122,51 лв./MWh.**

След извършените по-горе корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>ЧЗП „Румяна Величкова“</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>392,18</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>151,20</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>112,53</b>

**Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 2 821 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 676 хил. лв., от които условно-постоянни – 534 хил. лв. и променливи – 2 142 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 765 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 8,24%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 700 MWh.

**21. „Алт Ко“ ООД**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-58-1 от 11.04,2023 г. от „Алт Ко“ ООД, за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия – 315,05 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Алт Ко“ ООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

<b>Показател</b>	<b>Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022</b>	<b>Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh</b>	<b>Предложена цена за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС,</b>	<b>Изменение, %</b>

	г., без ДДС, лв./MWh		лв./MWh	
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4- к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	487,81	487,81	315,05	-35,42

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1 596,47 лв./ $\text{km}^3$ , (без акциз и ДДС).

**„Алт Ко“ ООД е представило следната обосновка:** В Справка № 1 – „Разходи за производство“ са отразени разходите за ремонт (185 хил. лв.), които са нараснали спрямо предходните периоди поради индексация на договора с „Филтър“ ООД. В същата справка, в графа „услуги за граждански договори“ е посочен непланиран разход от 29 хил. лв., дължащ се на изискването от страна на „Филтър“ ООД за ангажиране на високо квалифициран специалист с инженерно образование и компютърна грамотност от най-висок клас, който да извършва мониторинг и анализ на технологичните данни на когенерационната система и да прогнозира нейното поведение по отношение на правилната работа и спазването на екологичните норми. Долната и горната работна калоричност на природния газ са изчислени като среднопретеглени, а цената на природния газ е съгласно Приложение № 2, също като среднопретеглена. Дружеството посочва, че са представени фактури за закупения природен газ за 2022 г. и месеците 01-03 на 2023 г. Дружеството не е участник в схемата на парниковите емисии, поради което количества емисии  $\text{CO}_2$  не са отчитани и не са прогнозирани. Посочва се, че са приложени отчети за приходите от продажби на електрическа енергия съгласно Справки № 4 и № 6, като подробно са представени продажбите по търговски график от една страна, продажбите с отчитане на премията по чл. 33а от ЗЕ и съответните баланси „недостиг“ и „излишък“. Дружеството не продава топлинна енергия, доколкото използва произведената такава за собствени нужди –оранжерийно производство.

**Прогнозната информация** е изготвена съгласно ценообразуващите справки, при което:

- производствената програма е идентична с тази от предходния регулаторен период;
- разходите за текущ ремонт и поддръжка в размер на 185 хил. лв. са приети съгласно договор с „Филтър“ ООД на база 5000 часа работа на централата при индексирана цена по договора;
- разходите за заплати са прогнозирани в размер на 231 хил. лв., като същите са увеличени с 24 хил. лв. (увеличение от 10%), което се дължи на двукратното увеличение на минималната работна заплата от страна на държавата, което неимуемо води до увеличаване на всички останали заплати;
- цената на природния газ е заложена каквато е била през предходния регулаторен период;
- предвидени са разходи „граждански договор“ в размер на 49 хил. лв. за възнаграждение на специалист по мониторинг и анализ на работата на централата, като тези разходи са увеличени спрямо платените на същия през предходния регулаторен период на база целогодишната му работа (през предходния регулаторен период той е работил 7 месеца);
- разходи за пренос на топлинна енергия не са предвидени.

По отношение изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, дружеството посочва, че централата подава цялата произведена топлина за отглеждане на растителна продукция –

оранжерия.

Посочва се, че централата практически няма „пренос“ на топлинна енергия, тъй като разстоянието между централата и консуматорите на топлина е малко, поради което в отчетите и прогнозите свързани с предложението за преференциална цена не са включени разходи за технологични загуби при пренос на топлинна енергия.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,85 MW.**

**Образуване на цената:**

1. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 118,78 лв./MWh;
3. Пренос – 0,90 лв./MWh;
4. Достъп – 3,09 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 122,76 лв./MWh.**

**Извършената корекция на ценообразуващите елементи на „Алт Ко“ ООД за следващия ценови период е следната:**

<b>„Алт Ко“ ООД</b>			
<b>1. Справка №4 – „ТИП в производството“</b>	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение</b>
1.1. Цена на природен газ, BGN/knm <sup>3</sup>	1 596	1 325,97	-16,92%

**След извършената корекция, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Алт Ко“ ООД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>271,60</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>30,62</b>

**Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 3 901 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 837 хил. лв., от които условно-постоянни – 853 хил. лв. и променливи – 2 984 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 396 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,58%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 350 MWh.



## 22. „Брикел“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-31-3 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 523,57 лв./MWh;
2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 107,98 лв./MWh.

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

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	527,59	527,59	523,57	-0,76
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	92,84	92,84	107,98	+16,31

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- Цените са изчислени с прогнозни цени на горивата, без ДДС, както следва:
- цена на въглищата – 185,74 лв./т с долна работна калоричност 2 747 kcal/kg;
  - цена на мазут – 1 254,79 лв./т с калоричност 9 500 kcal/kg.

С писмо, с изх. № Е-14-31-3 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изисквана допълнителна информация относно: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ; одитиран годишен финансов отчет за 2022 г., с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, включително доклад за дейността на дружеството; Справки относно прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ и т. I.8 от писмо с изх. № Е-14-00-3 от 27.02.2023 г. на КЕВР. Данни за средни стойности на емисионния фактор, долна топлина на изгаряне на съответното гориво, коефициент на окисление на отделните видове горива в общия микс и количеството гориво в прогнозния период, както и попълнен формуляр за докладване на прогнозни количества годишни емисии парникови газове за новия ценови период, която е представена в непълнен обем с писмо с вх. № Е-14-31-3 от 28.04.2023 г.

**„Брикел“ ЕАД е представило следната обосновка:**

Инсталираната електрическа мощност на централата е 200 MW, която е посочена в справка № 7 и същата е съгласно лицензия № Л-096-03/14.03.2001 г. за производство на електрическа и топлинна енергия.

**Производствена програма:** през новия регулаторен период дружеството предвижда подобряване на техническото състояние на съоръженията и увеличение на производствената програма за удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

**Производство на топлинна енергия** – отпусната от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период е с 28,08% повече от отчетената през базисната година и е в размер на 1 224 587 MWh.

**Топлинна енергия с гореща вода** – предвижда се броят на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се запази на нивото през базисния период. Технологичните разходи при преноса с гореща вода, общо за отчетния период, възлизат на 3 707 MWh или 25,58%. Основните фактори, пряко влияещи на производството на топлинна енергия с гореща вода, са с действие в противоположни посоки: по-високите денградуси, ръст на клиентите и намалената специфична консумация на топлинна енергия за отопление.

**Топлинна енергия с водна пара:** единственият клиент на топлинна енергия с водна пара е клон „Брикетопроизводство“ на дружеството.

**Производство на електрическа енергия:** цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период е изчислена съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. и чл. 162а и чл. 162б от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство, при  $\Delta F \geq 10\%$ . Производството на електрическа енергия през базовия период възлиза на 276 416 MWh, а за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. се планира да бъдат произведени 393 800 MWh.

**Продадена електрическа енергия:** през 2022 г. дружеството отчита нетно производство на електрическа енергия 135 218,151 MWh. За периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. планираното количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл. 100 ал. 6 от ЗЕ е в размер на 200 000 MWh. Дружеството посочва, че има действащо рамково споразумение за покупко-продажба на електрическа енергия по свободно договорени цени, сключено с „Хидро Пауър Ютилитис“ ЕООД, както и действащ договор за компенсиране с премии с производител по чл. 162а от ЗЕ, сключен с Фонд „СЕС“ № ВЕКП 2/27.06.2018 г.

**Електрическа енергия за собствено потребление:** прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Брикел“ ЕАД през новия ценови период са планирани на база отчетните данни през базовата 2022 г. Необходимото количество електрическа енергия за собствено потребление е добавено към предвиденото количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл. 100, ал. 6 от ЗЕ.

**Електрическа енергия за собствени нужди:** планирано е запазване на процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди на ТЕЦ от 44,83%, спрямо отчетените през базовата 2022 г. Разпределянето на тези количества между електрическата и топлинната енергия е извършено в съответствие с работния режим на съоръженията съгласно глава трета, раздел I, т.5 от Указания-НВ.

**Ремонтна програма (отчет и прогноза):** дружеството посочва, че през 2022 г. отчита извършени ремонти на стойност 3 681 хил. лв., докато КЕВР е утвърдила в цените от 01.07.2022 г. разходи за ремонт в размер на 1 413 хил. лв. За новия ценови период са планирани разходи за ремонт в размер на 4 270 хил. лв., като те са изчислени на база отчетните данни и изготвената и одобрена прогнозна ремонтна програма на дружеството. Стойността на ремонтните дейности е определена съгласно предварителни типови обеми по основни и средни ремонти. Текущите и аварийните ремонти са калкулирани на база утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения и договорените часови ставки за труда. Основната цел на планираните разходи за ремонт е спазване на задълженията на дружеството за поддръжка в изправно и работоспособно състояние на

енергийните съоръжения, гарантиране на безаварийност и номинални производствени показатели.

**Инвестиционна програма** – дружеството посочва, че извършените разходи за инвестиции през 2022 г. са подкрепени със съответните разходни документи, като общата изразходвана сума е 14 859 хил. лв. Реализирани са 3 инвестиционни проекта, като единият проект е в развитие от предходните години. През 2022 г. няма закрити инвестиционни проекти, т.е няма формирани нови ДМА. Дружеството предвижда да продължи работата по проекти „Изграждане на депо за неопасни отпадъци“ и „Инженеринг на ИОДГ вкл. CO<sub>2</sub>“. Обект „Система за непрекъснат мониторинг на емисии след СОИ-1“ е закрит януари 2023 г., а обект „Водороден електролизер“ е в процес на 72 часови проби.

**Регулаторна база на активите** – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2022 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и за тяхното разпределение при производството между електрическата и топлинната енергия възлиза на 198 436 хил. лв. Ползният срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, е съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, Нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване. Всички активи на дружеството участват в процеса на производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия, предвид обусловената технологична взаимобвързаност между „Брикетопроизводство“ и „Електропроизводство“. В РБА не е включена стойността на преоценъчния резерв, в съответствие с Указания-НВ.

**Оборотен капитал** – определен е в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за съответната дейност, като не се включват разходи за амортизации, съгласно т. 32.5. от Указания-НВ. За новия ценови период оборотният капитал за производство е в размер на 22 942 хил. лв., като за производство на електрическа и топлинна енергия се отнасят 22 913 хил. лв., а за пренос на топлинна енергия – 29 хил. лв.

**Норма на възвръщаемост** – използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е утвърдената от КЕВР норма за предходния ценови период, използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно среднопотеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2022 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 10,91%.

#### **Условно- постоянни разходи**

**Разходи за амортизации** – прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „Брикел“ ЕАД и съгласно изискванията на т. 31.1.б. „б“ от Указания-НВ. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г. разходите за амортизации са на нивото на 2022 г.

**Разходи за работна заплата и осигуровки** – „Брикел“ ЕАД посочва, че отчетената в дружеството средна работна заплата през базисната 2022 г. е 1 550 лв. и същата изостава с 39% спрямо средната брутна месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2022 г. в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която е в размер на 2 558 лв., съгласно данни на НСИ. За новия ценови период е планирано увеличение на разходите за работна заплата и осигуровки спрямо базисната година с 16% или планираните разходи за заплати са в размер на 17 480 хил. лв., а разходите за осигуровки са 4 481 хил. лв.

Дружеството посочва, че отчетената в България инфлация, за м. декември 2021 г. спрямо м. декември 2022 г. е 16,9%, което е най-високото ниво на инфлацията на годишна

база от септември 2012 г. насам, по данни на НСИ, което следва да бъде отчетено.

**Разходи пряко свързани с дейността по лицензиите** – те са увеличени спрямо отчетната 2022 г. с 16% на 3 585 хил. лв. Всички разходи са планирани спрямо отчетените разходи от дружеството през базисния период и са коригирани с размера на отчетения от НСИ през 2022 г. и продължаващия ръст на инфлацията, която води до увеличение на разходите за материали за текущо поддържане, изпитания на съоръженията, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и други. Разходите за горива също са увеличени с 16% спрямо базисната 2022 г., поради отчетеното повишение на международните пазари, което влияе и на цените на горивата в България. По отношение на лицензионните такси са заложили разходи, равняващи се на начисления размер за 2023 г.

**Присъдени юрисконсултски възнаграждения** – през 2022 г. „Брикел“ ЕАД не отчита приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

**Променливи разходи** – те са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2022 г.

**Основно гориво** – разходите за новия регулаторен период са изчислени като са запазени както отчетните цени на отделните потоци в горивния микс, така и калоричността му на нивото на базовата година, въпреки, че с допълнително споразумение от 13.03.2023 г. от „ММИ“ ЕАД са увеличили транспортните разходи за доставка на въглищата от Рудник „Трояново-1“. Разходите за произвеждания продукт ОЕГ необходим за работата на ТЕЦ са изчислени на база отчетни стойности за базовата година. За периода м. 01 - м. 12.2022 г. цената на микса е 181,00 лв./тнг при калоричност 2 811 ккал/кг. Въз основа на прогнозните количества горива и складовата наличност към 01.03.2023 г., за новия период цената на горивния микс е в размер на 167,33 лв./т. при калоричност 2 811 ккал/кг. Количеството на необходимия мазут за новия регулаторен период е запазено на нивото на 2022 г., в размер на 1254,79 лв./тон.

Предвижда се през следващия регулаторен период работата на горивната инсталация да бъде реализирана с идентични специфични разходи на гориво както следва: за електрическа енергия 215,91 g/kWh и за топлинна енергия 119,91 kg/MWh;

„Разходи за вода“ за производство на електрическа и топлинна енергия, касаещи закупуването от НЕК ЕАД – Предприятие „Язовири и каскади“ на промишлена вода необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията не са заложили, поради неприключил съдебен спор относно дължимия размер.

„Разходи за закупена енергия и балансиране“ възлизат на 13 759 хил. лв. и включват закупуването на необходимото количество електрическа енергия за осигуряване на резервно хранене на съоръженията в резултат на аварийни ситуации както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар. Количествата за новия ценови период са прогнозирани съответстващи на прогнозната производствена програма.

„Разходите за консумативи“ възлизат на 3 569 хил. лв., от които с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за почистване на димни газове от серни емисии. Дружеството посочва, че увеличаващата се цена на въглеродните емисии на Европейската електроенергийна борса, неминуемо води и до повишаване на продажната цена на хидратната вар. В разходите за консумативи са включени още: различни видове химични реагенти (киселини, основи и др.) разходи за гориво-смазочни материали за въглеподавателен тракт. Разходите са прогнозирани на база отчетени през 2022 г. пропорционално на производствената програма за новия период.

„Разходите за външни услуги“ възлизат на 885 хил. лв. и включват разходи за депониране на пепелина.

Разходите за електрическа енергия, консумативи и външни услуги са завишени с размера на отчетената през 2022 г. инфлация.

Разходите за закупуване на квоти парникови газове през базовата 2022 г., са определени въз основа на закупените през годината количества емисии въглероден

диоксид в размер на 21 568 тона. За отчетния период емитираните количества въглеродни емисии са съгласно верифициран годишен доклад на „Брикел“ ЕАД за 2022 г. в размер на 261 777 тона CO<sub>2</sub>. След приспадане на разпределените на дружеството безплатни квоти за производство на топлинна енергия (чл. 10а, параграф 1 от Директива 2003/87/ЕО) за същата година разходите за парникови газове възлизат на 4 007 хил. лв. Прогнозното количество

347 084 тона емитирани CO<sub>2</sub> за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., са изчислени на база прогнозен горивен микс, пропорционален на отчетеното през 2022 г., необходим за изпълнение на производствената програма, като изчисленията са извършени чрез формуляр за докладване на годишните емисии, като са приложени стойностите на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне и коефициента на окисление от верифицирания доклад за базовата 2022 г. Необходимите годишни разходи за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са получени при допускането за прогнозна цена на емисиите от 105 евро/t.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 200 MW.**

**Образуване на цените:**

В справка № 1 „Разходи“, разходите за закупена енергия и балансиране са коригирани на база отчетни данни за 2022 г., с оглед оптимизиране на разходите на дружеството, съгласно т.1.4 от общия подход.

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 116 376,50 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 172,11 лв./t. X 116 376,50 t. = 20 030 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са 1 596 t. мазут, 419 319 t. въглища и ВЕИ 152 740 t.

**„Брикел“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-31-4 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

Изразява несъгласие по отношение на корекция в справка № 1 „Разходи“ на разходите за закупена енергия и балансиране, които са коригирани от 13 759 хил. лв. на 9 261 хил. лв. или изменение с -32,69%, до нивото на отчетените стойности през 2022 г., съгласно т. 1.4 от общия подход.

Дружеството посочва, че от Приложение № 3 „Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2022 г. и за ценовия период 01.07.2023-30.06.2024 г. и отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни дейности“, е видно, че залага увеличена производствена програма за новия ценови период, като брутното производство на електрическа енергия ще се увеличи с 42% от 276 416 MWh за базовата година на 393 800 MWh за новия ценови период, а отпуснатата топлинна енергия от съоръженията – общо ще се увеличи с 28% от 956 109 MWh за базовата година на 1 224 587 MWh за новия ценови период. Дружеството счита, че след като променливите разходи възникват вследствие дейността на дружеството по производство на електрическа и топлинна енергия, то те са присъщи и икономически обосновани и непризнаването на присъщи и необходими разходи, респективно невключването им в цената, се отразява в непълно възстановяване на икономически обоснованите разходи за дейността и в намаление на утвърдената възвращаемост, което е в нарушение на чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ. Цитира съдебна практика - Решение № 16269 от 27.12.2018 г. на Върховния административен съд на Република България.

Дружеството заявява, че разходите за закупена енергия, консумативи и външни

услуги са изчислени съгласно разходни норми на съоръженията и увеличението е продиктувано от увеличението на количеството изгорено гориво, увеличените количества димни газове за почистване, увеличеното количество вода за пречистване, увеличаването на количествата на използваните за пречистване на газовете и водите консумативи и т.н. вследствие на завишената работа на парогенераторите.

Според дружеството противоречие възниква от обстоятелството, че Комисията приема увеличаването на производствената програма на дружеството за следващия регулаторен период, а в същото време залага променливи разходи съответстващи на производство равняващо се на 2022 г.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**Възражението на дружеството относно направената корекция в справка № 1 „Разходи“ на разходите за закупена енергия и балансиране не се приема.**

Твърдението на дружеството, че Комисията приема увеличаването на производствената програма на дружеството за следващия регулаторен период, а в същото време залага променливи разходи, съответстващи на производство, равняващо се на 2022 г. е неоснователно. Към утвърдената от Комисията разходна позиция „Разходи за закупена енергия“ „Брикел“ ЕАД е добавило и разходи за балансиране. Разходите, възникнали в процеса на участие на балансиращия пазар на електрическа енергия, не се признават съгласно т.1.4 от общия подход. Дружеството следва да оптимизира товарите графици с цел минимален дисбаланс или компенсиране чрез съответните количества енергия. В допълнение следва да се отбележи, че със Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ДВ, бр. 38 от 2018 г.) е отменена разпоредбата на чл. 31, т. 2, б. „ж“ от ЗЕ. В справка № 1 „Разходи“, разходите за закупена енергия и балансиране са признати на база отчетни данни за 2022 г. По отношение на тази разходна позиция нито в заявлението, нито в последващото възражение, дружеството не е посочило и не е обосновало конкретните стойности на разходите за небаланс и за закупена енергия. В тази връзка, възражението на дружеството е неоснователно.

Данните в Справка № 1 „Разходи за производство на „Брикел“ ЕАД“ са следните:

Променливи разходи:

-отчет 2022 г. – 98 341 хил. лв.;

-признати за ценови период 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. – 133 258 хил. лв.

В т.ч. разходи за гориво за производство на комбинирана енергия:

-отчет 2022 г. – 80 714 хил. лв.;

-признати за ценови период 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. – 97 724 хил. лв.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Брикел“ ЕАД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Брикел“ ЕАД</b>			
<b>1. Справка 1 – „Разходи“</b>	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение</b>
1.1. Разходи за закупена енергия и балансиране, хил.лв.	13 759	9 261	-32,69%

**След извършените корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Брикел“ ЕАД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>455,25</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>214,27</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>100,60</b>

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 173 603 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 168 214 хил. лв., от които условно-постоянни – 34 957 хил. лв. и променливи – 133 258 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 106 502 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,06%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 200 000 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 10 783 MWh.

**23. „Солвей Соди“ АД**

Дружеството е представило чрез Единния портал за електронни административни услуги на КЕВР заявление с вх. № Е-ЗСК-22 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което са приложени документи на електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2023 г., следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 1 408,28 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 64,37 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Солвей Соди“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	424,38	424,38	1408,28	+231,84
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	142,23	142,23	64,37	-54,74

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозни цени и калоричност на следните горива (без акциз и ДДС):

- въглища (петрококс) – 294,41 лв./t, с калоричност 6 000 kcal/kg;
- газбол – 1 758,54 лв./t, с калоричност 10 500 kcal/kg;
- друг вид гориво (агропелети, които се произвеждат от растителна биомаса – земеделски култури) – 360,70 лв./t с калоричност 3 970 kcal/kg.

**„Солвей Соди“ АД е представило следната обосновка:**

**Производствена програма** – единственият консуматор на топлинна и електрическа енергия през 2022 г. са били инсталациите за производство на калцинирана

сода и на бикарбонат, собственост на „Солвей Соди“ АД. Производствената програма за 2022 г. е изпълнена. Планирането на производствената програма за предстоящия регулаторен период е базирано на заявената консумация на топлинна и електрическа енергия от инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат. Според дружеството, съществува голям риск за неизпълнение поради засилващите се сигнали за забавяне на световната икономика и последващо намаляване на търсенето на калцинирана сода и на бикарбонат. Посочва се още, че изготвената производствена програма отчита текущото състояние на световните пазари, където „Солвей Соди“ АД реализира над 98% от своята продукция, като се отбелязва, че дружеството е в конкуренция с производители извън Европейския съюз, чиято себестойност на продукцията не е натоварена с разходи за емисии на CO<sub>2</sub>.

#### **Условно-постоянни разходи:**

- **Разходите за амортизации** се прогнозира на база стойността на дълготрайните материални активи към 31 декември на предходната година и очакваните въвеждания на нови активи през текущата година, в съответствие с плана за изпълнение на инвестиционната програма.

- **Разходите за ремонт** се определят на база утвърдена програма за основни и средни ремонти, план за превантивна поддръжка и прогноза за необходимостта от корективна поддръжка. Последната се прави въз основа на статистика и натрупан опит от минали периоди. Повишението спрямо отчет 2022 се дължи на повишените цени на основни материали и услуги. Приложени са детайлни справки по основни съоръжения за реализираните разходи през 2022 г. и планираните за 2023 г. и 2024 г.

- **Разходи за заплати и възнаграждения** се определят на база планираните промени в числеността на персонала, действащия колективен трудов договор (по отношение на социални придобивки и предвидени промени в работните заплати на персонала) и действащото законодателство по отношение на осигурителните вноски. Увеличената прогноза с 11% на тези разходи през регулаторен период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. спрямо отчета за 2022 г. е на база на влезлия в сила нов колективен трудов договор.

- **Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ**, се прогнозира на база статистическа информация от предходни периоди, промени дължащи се на други фактори, като също така се вземат предвид и прогнозни очаквания.

Дружеството посочва, че прогнозните разходи в тази група за предстоящия регулаторен период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са увеличени с 12.8% спрямо отчетната 2022 г. въз основа на натрупаната инфлация през миналата година и вече индексирани договори с голяма част от поддоставчиците.

#### **Променливи разходи**

- **Разходите за горива** за прогнозния регулаторен период са определени съгласно указанията на Комисията, като среднопретеглена стойност на складови наличности към 01.03.2023 г. и среднопретеглената цена на действащите към момента договори за доставка. Използван е фиксинг на БНБ лева за долар 1,80311, валиден към 30.03.2023 г.

- **Разходите за вода, закупена електрическа енергия и консумативи (химикали, реагенти)** са определени на база необходимите количества за производство на заявена необходимост от топлоенергия от консуматорите, съответната ефективност на отделните инсталации и текущите пазарни цени.

- **Разходи за емисии на парникови газове** за предстоящия ценови период са изчислени на база разлика от очакваните емисии, съгласно производствената програма при текуща пазарна цена от 89,51 евро/t CO<sub>2</sub>.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125 MW.**



**Образуване на цените:**

В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 610 000 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

**Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 172,11 лв./t. X 610 000 t. = 104 987 хил. лв.**

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са **220 t. газьол, 474 073 t. въглища и ВЕИ 45 000 t.**

**Извършена е корекция, както следва:**

<b>„Солвей Соди“ АД</b>			
1. Справка 2 – „РБА“	Предложение	Корекция	Изменение
1.1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв., хил. лв.	132 306	143 550	+8,5%

След извършените корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Солвей Соди“ АД</b>	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>563,18</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>322,20</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	<b>76,86</b>

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 321 475 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 314 756 хил. лв., от които условно-постоянни – 36 813 хил. лв. и променливи – 277 943 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 143 550 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,68%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 181 437 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 853 288 MWh.

**24. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-55-3 от 03.04.2023 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 1 256,15 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 163,36 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	403,48	403,48	1256,15	+211,33
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	135,29	135,29	163,36	+20,75

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цени на горивата (без акциз и ДДС), както следва:

- природен газ, доставян по газоразпределителната мрежа на „Овергаз мрежи“ АД – 1 348,38 лв./кнм<sup>3</sup> с калоричност 8 200 kcal/кнм<sup>3</sup>;
- въглища – 541,21 лв./t с калоричност 5 378 kcal/kg;
- друг вид гориво (биомаса – слънчогледова люспа) – 308,94 лв./t с калоричност 3 950 kcal/kg).

С писмо, с изх. № Е-14-00-3 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация относно: данни за средни стойности на емисионния фактор, долна топлина на изгаряне на съответното гориво, коефициент на окисление на отделните видове горива в общия микс и количеството гориво в прогнозния период, както и попълнен формуляр за докладване на прогнозни количества годишни емисии парникови газове за новия ценови период; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ; копие на комплексно разрешително, издадено на дружеството по Закона за опазване на околната среда, заедно с всички актуализации към него; копия на договори за доставка на горива, които са разрешени за използване в горивните инсталации, съгласно комплексното разрешително, издадено на дружеството, заедно с приложенията към договорите, с които се гарантират доставките на прогнозните количества горива за предстоящия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., която е предоставена с писмо с вх. № Е-14-55-4 от 25.04.2023 г.

Във връзка с горепосоченото писмо, дружеството е заявило, че количеството въглища, което ще е налично към 01.07.2023 г. ще е достатъчно за производствената програма до края на 2023 г. За останалото време от шест месеца до края на ценовия период дружеството няма сключени договори с доставчици. Такива ще бъдат сключени на по-късен етап от 2023 г.

С писмо с вх. № Е-14-55-3 от 03.05.2023 г., дружеството е предоставило допълнителна информация към заявлението, а именно: ценови модел с попълнени отчетни данни за 2022 г. и прогнозни данни за новия регулаторен период.

#### **„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е представило следната обосновка:**

Прогнозните технико-икономически показатели и ценообразуващи елементи са изготвени в съответствие с програмата на двата завода – Завод за спирт и Завод за захар,

които са основни консуматори на топлинна енергия от ТЕЦ. За периода се очаква добро натоварване, а именно две кампании със Завод за захар за преработка на 62 000 t сурова захар заедно със Завод за спирт през м. септември – м. октомври 2023 г. и през м. април – м. май 2024 г. с ПГ № 1 при натоварване 50-54 t/h или реализация на 125 282 MW и производство на 7 060 MW.

Предвижда се продажба на 5 500 MWh високоефективна комбинирана електрическа енергия, като – 4 630 MWh е високоефективната комбинирана електрическа енергия, която ТЕЦ ще продаде на заводите от групата на „Захарни заводи“ АД в изпълнение на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ и 870 MWh е предвидена за изкупуване на свободния пазар.

#### **Условно-постоянни разходи**

**Разходи за амортизации** – за 2022 г. са отчетени разходи за амортизации на стойност 533 хил. лв. Отчитането на дълготрайните активи и амортизацията в дружеството е съгласно МСС 16 и приетата счетоводна политика. Имотите, машините, съоръженията и оборудването се оценяват първоначално по себестойност, включваща цената на придобиване, както и всички преки разходи за привеждането на актива в работно състояние.

Последващите разходи, които възникват във връзка с ДМА след първоначалното признаване, се признават в Отчета за всеобхватните доходи в периода на тяхното възникване, освен ако има вероятност те да спомогнат на актива да генерира повече от първоначално предвидените бъдещи икономически изгоди и когато тези разходи могат надеждно да бъдат оценени и отнесени към актива. В тези случаи разходите се добавят към себестойността на актива. Амортизацията на дълготрайните материални активи се начислява, като се използва линейният метод върху оценения полезен живот на отделните групи активи. Амортизацията започва да се начислява от месеца, следващ месеца, в който е въведен активът. Избраният праг на същественост за дълготрайните нематериални активи е в размер на 500 лв. През новия ценови период дружеството предвижда да направи инвестиции на стойност 400 хил. лв. На база инвентарната книга на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е направено разделянето на ДМА, участващи при производството на топлинна и електрическа енергия. ДМА, участващи при комбинираното производство се приемат като „общии“ за производството, например без парогенераторите и съоръжения към тях не може да се произвежда електрическа енергия, офис оборудване и др. също влизат като общи за комбинираното производство. ДМА, участващи само за производство на електрическа енергия са генераторите и прилежащите към тях съоръжения, а ДМА, участващи за производството само на топлоенергия са РОУ и БРОУ, Бойлерна станция. При „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД няма инсталации за разделно производство на топлинна енергия и инсталации за пренос. Клиентите на топлинна енергия са свързани с паропроводи на колектор 6 ата, захранващ се с отработена пара след турбината. Приложена е справка № 3, където ДМА са разделени съответно за производство на топлинна и електрическа енергия и общо за двата продукта за периода 2022 г.

**Разходи за ремонт** – в ремонтната програма на ТЕЦ са залегнали мероприятия, които са неотложни, с цел обезпечаване на безаварийната и надеждна работа на съоръженията. Планирани са ремонти на съоръжения в химичен цех, топлосилов цех и въглеподаване. Предвидени са и някои строителни ремонти по сградния фонд на централата и дейности, свързани с подобряване условията на труд и запазване на сградите.

**Разходи за заплати и възнаграждения** – разходите за заплати и възнаграждения са

2 016 хил. лв. спрямо 1 400 хил. лв. за отчетната 2022 г. За новия ценови период разходът е съобразен с числеността на персонала и работната програма на дружеството. Числеността на персонала по време на работа е оптимизиран до 77 бр. Поради повишаването на минималната работна заплата и изравняването ѝ с някои основни работни заплати се налага промяна на същите и актуализация на другите, за да се намали

текуществото на персонала и попълването на незаети позиции в структурата на дружеството. Предвидени са и средства за изплащане на обезщетения при пенсиониране, поради навършване на пенсионна възраст на някои работници.

Разходите за осигуровки са на база действащите осигурителни прагове и са преценени спрямо разходите за работна заплата. Отбелязва се също, че повишаването на заплатите е свързано и с поставена цел от ръководството, за доближаване към средната работна заплата в сектор „Топлоенергетика“ и за поддържане нормален стандарт на живот за региона на работещите в дружеството.

**Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – разходите, включени в тази част, са увеличени спрямо 2022 г. Определени са на база прецизна оценка и анализ на отчет за 2022 г. Увеличени са с 54 хил. лв. в позиции като горива за автотранспорт, материали за текущо поддържане и др.

**Променливи разходи** – следват производствената програма и ефективността на производството.

**Цената на въглищата** е образувана на база наличните въглища на склад към 01.03.2023 г., доставки на въглища по договори и цена на недостиг на количеството за изпълнение на заложената програма. Дружеството посочва, че е направило своите обективни прогнози, вземайки предвид сложната обстановка в Украйна.

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД заявява, че работи с въглища внос, които са висококалорични, марка „Д“. Те притежават определени характеристики и параметри, които са определящи за нормалното и безопасно протичане на технологичния процес – ниско съдържание на сяра до 0,5%, съдържание на летливи вещества до 36%. Друго изискване към въглищата, които се изгарят в ТЕЦ-а е съгласно Условие 9.2.8. от Комплексно разрешително № 54/2005 г., актуализирано с Решение № 54-НО-ИО-А7-ТГ1/2021 г.: *„Притежателят на настоящото разрешително се задължава да използва въглища със съдържание на сяра под 0,5%, гарантиращо спазване на емисионните норми за SO<sub>2</sub>“*. Освен това „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД има ограничения относно емисии на прах и азотни окиси, изразяващи се в изисквания за спазване на определени концентрации в димните газове.

**Цената на природния газ** е определена съгласно указанията, дадени в Писмото на КЕВР. Цената на природен газ включва – пределни цени за пренос и снабдяване през разпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД за количества до 528 MWh е 124,85 лв./MWh. (без акциз и ДДС).

**Цена на биогориво:** за новия вид гориво е приключила процедурата по актуализация на комплексно разрешително № 54/2005 г. с Решение № 54-НО-ИО-А7-ТГ1/2021 г., съгласно което се разрешава употребата на биомаса като гориво, отговарящо на определението, съгласно §1, т. 1 от Допълнителните разпоредби на Закона за управление на отпадъците. Приложен е договор на цената, на която ще бъде закупено биогоривото.

**Разходите за закупуване на вода, консумативи** (химически реагенти за омекотяване на речната вода) са прогнозирани на база производството на енергия и на база промени в цените за закупуването им.

**Собствените нужди от електрическа енергия** на централата за прогнозния период са изготвени на база анализ на отчета за 2022 г. и прогнозата за производството на топлинна и електрическа енергия, съгласно наличните производствени мощности.

**Разходите за закупена електрическа енергия** са съобразени с:

- Изграждането на водооборотен цикъл, което налага допълнително закупуване на електрическа енергия за захранване на помпи оборотна вода;
- Провеждане на две кампании със „Завод за захар“;
- Прогнозирана е по-висока цена на купена електрическа енергия, поради тенденцията за нейното увеличение.

**Разходите за външни услуги** се предвижда да са идентични с отчета за 2022 г.

**Разходите за акциз на въглища и газ са съгласно удостоверение за ОАКП.**

**Разходи за емисии парникови газове през ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.:**

За 2022 г. бесплатно разпределените квоти на емисии от въглероден диоксид за „Захарни Заводи“ АД са били 17 307 t. Определени за ТЕЦ безплатни квоти са 16 299 t. През изтеклата година са изгорени 26 715,840 t. въглища и 119,213 km<sup>3</sup> природен газ, които емитират 52 973 t CO<sub>2</sub>. Поради тази причина количествата квоти от въглеродни емисии за закупуване са 36 674 t. Изразходените средства за покупка на емисии за 2022 г. са общо 4 974 хил. лв.

За новия ценови период е предвидено да бъдат изгорени 22 909 t въглища и 112 km<sup>3</sup> природен газ, които ще емитират общо 46 057 t. емисии CO<sub>2</sub>. Безплатно разпределените квоти за „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за 2022 г. са 16 351 t. CO<sub>2</sub>, при което дружеството ще трябва да закупи 29 706 t.CO<sub>2</sub> при прогнозна цена на CO<sub>2</sub> квоти в размер на 100 евро/t., прогнозния разход за недостигащите количества CO<sub>2</sub> квоти е в размер на 5 810 хил. лв.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6 MW.**

**Образуване на цените:**

Съгласно чл. 14, ал. 1 от Наредба № РД-16-267 от 19.03.2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, комбинираното производство на топлинна и електрическа енергия е високоефективно, когато води до годишно спестяване на гориво не по-малко от 10 на сто от горивото, необходимо за производството на същото количество топлинна и електрическа енергия поотделно. 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.

От представените от дружеството данни към заявлението за цени, и по конкретно в ценовия модел (справка № 4 „ТИП в производството“) е видно, че дружеството е планирало за предстоящия ценови период от 01.07.2023 г. годишно спестяване на първичен енергиен ресурс (гориво)  $\Delta F = -9,7\%$  (минус девет цяло и седем %), както и обща ефективност на инсталацията (ηобщо) в размер на **71,1%**. С писмо с вх. № Е-14-55-3 от 03.05.2023 г., дружеството е предоставило ценови модел, в който  $\Delta F$  е -8,7%, а общата ефективност на инсталацията (ηобщо) е запазена в размер на 71,1%. С оглед на посочените показатели, дружеството не покрива критериите за определяне на комбинираното производство като високоефективно, в съответствие с изискванията на Наредба № РД-16-267 от 19.03.2008 г.

С оглед гореизложеното, при изготвяне на Доклада не са били налице основанията за определяне на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, както и премия по чл. 33а от ЗЕ.

Във връзка с оповестения на интернет страницата на Комисията доклад, относно провеждане на открито заседание, с писмо с вх. № Е-14-55-3 от 31.05.2023 г. дружеството е представило възражение срещу това, че на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД не са определени преференциална цена на електрическа енергия и цена на топлинна енергия, към което е представило коригиран ценови модел, видно от който  $\Delta F$  е 14,9% и общата ефективност на инсталацията (ηобщо) е в размер на 86,9%.

С оглед на така представените коригирани данни в ценовия модел, са налице основания на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД да се определи преференциална цена на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, премия по чл. 33а от ЗЕ и еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара.

**В тази връзка, образуването на цените е както следва:**

1. В Справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- прогнозните разходи за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (социални осигуровки и социални разходи) са коригирани на база отчетните данни за базисната година, завишени със средногодишната инфлация за периода януари – декември 2022 г. спрямо периода януари – декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ и при спазване на т. 1.3 от общия подход;

- прогнозните разходи за горива за автотранспорт са коригирани на нивото на отчетените за 2022 г.

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 28 522 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 88 евро/t (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 172,11 лв./t. X 28 522 t. = 4 909 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 112 knm<sup>3</sup>,  
21 009 t. въглища и 9 103 t. биомаса.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирано е количеството въглища в комбинираната част на централата със 700 t. до достигане на общата енергийна ефективност, отчетена през базисната година.

- коригирано е количеството въглища във водогрейната и парната част на централата с 1 200 t до достигане на общата енергийна ефективност отчетена през базисната година.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 87,22 лв./MWh;

3. Пренос – 17,32 лв./MWh;

4. Достъп – 0,79 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 105,33 лв./MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

<b>„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД</b>			
	<b>Предложени</b>	<b>След</b>	<b>Изменение</b>
	<b>е</b>	<b>корекция</b>	
1. Справка № 1 – „Разходи“:			
1.1. Разходи за заплати и възнаграждения,	2016	1614	-19,94%

хил. лв.			
1.2. Начисления, свързани с разходите за заплати (социални осигуровки и социални разходи), хил. лв.	582	248	-57,39%
1.3. Горива за автотранспорт	78	68	-12,82%
2. Справка № 2 – „РБА“ – преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	3075	2205	-870,00
3. Справка № 4 – „ТИП“ – корекция на количеството въглища:			
3.1 в комбинираната част, t	11 896	11 196	-700
3.2 във парната част, t	11 013	9813	-1 200

След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД	лв./MWh , без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>418,83</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>177,85</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	<b>175,20</b>

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 24 254 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 23 924 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 815 хил. лв. и променливи – 17 109 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 7 050 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,68%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 500 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 125 282 MWh.

#### 25. „Декотекс“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. Е-14-61-1 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 627,29 лв./MWh
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 173,95 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с водна пара – 173,95 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Декотекс“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с	Цени на енергията по ценови модел,	Предложени за цени за периода	Изменение, %
------------	--------------------------------	------------------------------------	-------------------------------	--------------

	Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	432,13	432,13	627,29	+45,16
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	103,61	103,61	173,95	+67,88
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	103,61	103,61	173,95	+67,88

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 1 653,00 лв./кнм<sup>3</sup> (без ДДС и акциз).

С писмо, с изх. № Е-14-61-1 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация към заявлението, както следва: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ; копия на действащи договори за покупко-продажба на електрическата енергия за 2023 г. – 2024 г., с всички приложения към тях; копия на действащи договори за доставка на природен газ заедно с приложенията към договорите; попълнени справки относно прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ. Изисканата информация е представена от дружеството с писмо с вх. № Е-14-61-1 от 28.04.2023 г.

**„Декотекс“ АД е представило следната обосновка:**

**Условно постоянни разходи** – общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за ценови период 01.07.2023-30.06.2024 г. е 1 644 хил. лв.

**Разходи за амортизации** – планирани са в съответствие с въведените в експлоатация нови ДМА в размер на 187 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а именно 68 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 119 хил. лв. за електрическата енергия.

**Разходи за ремонт** – те са в размер на 422 хил. лв. и се предвиждат разходи за ремонт вследствие на неизвършени ремонтни дейности, свързани с техническите изисквания на завода-производител за двигателя на когенерационната система Cummins през изминалия отчетен период. Разходите произтичат от следните ремонтни дейности: подмяна на буталната група на двигателя – 380 хил. лв.; подмяна на маслена помпа – 22 хил. лв.; подмяна на водна помпа – 20 хил. лв.

**Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – те са в общ размер на 753 хил. лв. Материалите за текущо поддържане в размер на 190 хил. лв. са изчислени на база предвидените работни часове на системата.

**Променливи разходи** – планирани са изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

**Регулаторна база на активите** е в размер на 3 893 хил. лв. към 31.12.2022 г.



Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2022 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Необходимият оборотен капитал е изчислен в размер на 830 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната дейност.

**Норма на възвръщаемост** - за новия ценови период 2022 г. – 2023 г. е в размер на 4,31%, изчислена съгласно Указания-НВ като среднопотеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2022 г.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2 MW.**

**Образуване на цените:**

1. В Справка № 1 „Разходи“ следните разходни позиции, формиращи условно-постоянните разходи: ремонти, отнесени към електрическата енергия и към топлинната енергия, заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (осигурителни вноски и социални разходи), материали за текущо поддържане и за абонаментно поддържане, са коригирани на база отчетните данни за базисната година, завишени със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ и при спазване на т. 1 от общия подход;

2. В Справка № 1 „Разходи“ позиция „разходи за външни услуги“, формираща променливите разходи, е коригирана на база отчетните данни за базисната година, завишени със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ. ;

3. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопотеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 116,80 лв./MWh;
3. Пренос – 1,09 лв./MWh;
4. Достъп – 5,37 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 123,26 лв./MWh.**

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Декотекс“ АД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Декотекс“ АД</b>			
	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение</b>
1. Справка № 1 – „Разходи“:			
1.1. Разходи за ремонт хил. лв.	422	127	-69,90%
1.2. Разходи за заплати и възнаграждения, хил. лв.	225	138	-38,66%
1.3. Начисления, свързани с разходите за	57	32	-43,86%

заплати (социални осигуровки и социални разходи), хил. лв.			
1.4. Материали за текущо поддържане	190	75	-60,52%
1.5. Абонаментно поддържане	240	35	-85,42%
1.6. Разходи за външни услуги	102	43	-57,84%
2. Справка № 2 – „РБА“ – преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	3 893	3431	-11,86

След извършените корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Декотекс“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>395,78</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>154,80</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>182,28</b>
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	<b>182,28</b>

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 3 296 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 131 хил. лв., от които условно-постоянни – 917 хил. лв. и променливи – 2 214 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 3 431 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,79%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 888 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 4 069 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 948 MWh.

#### 26. „Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-12-00-201 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2023 г. следните цени, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 190,52 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 183,38 лв./MWh;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 472,96 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС,	Изменение, %

	г., без ДДС, лв./MWh		лв./MWh	
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4- к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	451,97	451,97	472,96	+4,64
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	161,04	161,04	190,52	+18,31
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	157,74	157,74	183,38	+18,51

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена и калоричност на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 441,15 лв./kNm<sup>3</sup>, при долна работна калоричност 8 203 kcal/kNm<sup>3</sup>.

**„Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД е представило следната обосновка:**

**Условно постоянни разходи** – планирани са в общ размер на 1 667 хил. лв.

**Разходи за амортизации** – амортизационните отчисления на дълготрайните активи се изчисляват в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. Разходите за амортизации за новия ценови период са планирани на нивото на отчета за 2022 г. и въвеждането в експлоатация на нови ДМА, свързани с регулираната дейност – 108 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а именно 30 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 78 хил. лв. за електрическата енергия.

**Разходите за ремонт** са в размер на 642 хил. лв. Те са планирани вследствие на неизвършени ремонти, свързани с техническите изисквания на завода-производител за двигателя на когенерационната система Cummins през изминалия отчетен период.

**Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – общият им размер е 236 хил. лв.

**Променливите разходи** за прогнозния период са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

**Регулаторната база на активите** е в размер на 2 221 хил. лв. към 31.12.2022 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2022 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната дейност.

**Нормата на възвръщаемост** за новия ценови период е в размер на 7,00%, като тя е изчислена, съгласно Указания-НВ, като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2022 г. Съгласно изискванията, в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,57 MW.**

**Образуване на цените:**

В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход.

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 - 2024 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 88,11 лв./MWh;
3. Пренос – 0,00 лв./MWh;
4. Достъп – 0,00 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 88,11 лв./MWh.**

Не са извършвани други корекции на ценообразуващите елементи.

**В тази връзка са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>354,62</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>113,64</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>163,56</b>
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	<b>155,87</b>

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 6 091 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 934 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и променливи – 4 268 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 018 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.

**27. „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-63-1 от 29.03.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2023 г. преференциална цена на електрическа енергия в размер на 298,65 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

<b>Показател</b>	<b>Цени на енергията, утвърдени с Решение №</b>	<b>Цени на енергията по ценови модел, считано от</b>	<b>Предложена цена за периода 01.07.2023 г.</b>	<b>Изменение, %</b>

	Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	01.07.2022 г., лв./MWh	до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4- к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	515,49	515,49	298,65	-42,06

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1 234 лв./km<sup>3</sup>, при долна работна калоричност 8 345 kcal/km<sup>3</sup>, (без акциз и ДДС).

#### **Дружеството е представило следната обосновка:**

На площадката на предприятие за месопреработване „Димитър Маджаров-2“ ЕООД в гр. Пловдив е изградена инсталация за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с обща инсталирана електрическа мощност на централата: E = 835 kW и топлинна мощност Q = 1 042 kW. Комбинираното производство се осъществява чрез ко-генератор тип „JMS 316D037C05“. Отделно от ко-генератора, на същата площадка има инсталирани парен котел „ПКМ-2,5“ за производство на пара. Също така и като резерв: водогреен котел „PRESS-T1250“ и генератор за пара „STEAM 2000“.

Във връзка с новия регулаторен период, предприятието не предвижда увеличаване на производството на електрическа и топлинна енергия, тъй като електрическата мощност на предприятието е динамична и полученият излишък на електрическа енергия в порядъка на 10% - 15% от брутното производство на електрическа енергия се продава на EVN. Произведената от инсталацията топлинна енергия е предназначена за собствено потребление. През новия ценови период се предвижда увеличение на променливите разходи спрямо отчетените, което основно се дължи на прогнозния ръст на амортизация и в промяна цените на някои от основните суровини: природен газ, вода и закупуване на електрическа енергия за нуждите на предприятието.

#### **Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,835 MW.**

С писмо, с изх. № Е-14-63-1 от 10.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискано да представи коригирано заявление, в което да бъдат отстранени допуснати явни фактически грешки, в съответствие с изискванията на писмо с изх. № Е-14-00-3 от 27.02.2023 г. на Комисията. Писмото е получено от служител на дружеството на 13.04.2023 г., което е видно от известие за доставяне на „Български пощи“ ЕАД. С оглед на това, че в указания от Комисията 7-дневен срок, „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД не е отстранил установените нередовности, като не е представил в КЕВР необходимата коригирана информация, поради липса на данни на дружеството не са изчислявани цени за следващия ценови период, считано от 01.07.2023 г. В тази връзка, на основание на разпоредбите на НРЦТЕ и НРЦЕЕ, на дружеството не са определени цени на енергия за новия ценови период от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г.

#### **28. „Овердрайв“ АД**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2023 г. за

утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис. Със заявлението, дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2023 г. преференциална цена на електрическа енергия – 661,97 лв./MWh (без ДДС).

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Овердрайв“ АД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложена цена за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	588,46	588,46	661,97	+12,49

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 218,15 лв./knm<sup>3</sup>, при долна работна калоричност 8 310 kcal/knm<sup>3</sup>.

**„Овердрайв“ АД е представило следната обосновка:**

**Производствена програма** – през новия регулаторен период когенерационната инсталация се предвижда да постигне следните производствени показатели:

- Произведена електрическа енергия – бруто – 1 250 MWh;
- Електрическа енергия за собствени нужди – 250 MWh;
- Електрическа енергия за продажба – 1 000 MWh;
- Произведена топлинна енергия – брутна – 1 600 MWh.

Дружеството посочва, че тази производствена програма ще покрие нуждите на предприятието, собственост на „Овердрайв“ АД. Излишната електрическа енергия ще бъде продадена на „Електрохолд България“ ЕООД.

**Инвестиционна и ремонтна програма** – предвиждат се следните ремонтни дейности: основно обслужване и ремонт на двата когенератора; подмяна на два броя пластинчати топлообменника преди колектора; подмяна на циркуляционна помпа; основен ремонт на абсорбционен чилър и настройка за работа; частичен ремонт на тръбните трасета.

**Условно-постоянни разходи** – дълготрайните материални активи, с отчетна стойност 869 хил. лв. към 31.12.2022 г. са амортизирани с 211 хил. лв. През 2023 г. ще бъде начислена амортизация в размер на 57 хил. лв.

**Променливи разходи** – около 87% от тях се изразходват за доставка на природен газ, включително и акциз. Дружеството посочва, че цената на природния газ се утвърждава от КЕВР за доставчика „Овергаз Мрежи“ АД.

**Възвръщаемост на капитала** – нормата за възвръщаемост на собствения капитал е определена на 7%.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,25 MW.

**Образуване на цената:**

1. В справка № 1 „Разходи“ са коригирани прогнозните разходи за природен газ, в съответствие с приетия общ подход;

- Корекцията за недовзет приход от природен газ, посочена от дружеството в Справка № 1 „Разходи“ не се признава като ценообразуващ елемент, формиращ условно-постоянните разходи.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации;

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 90,29 лв./MWh;

3. Пренос – 1,04 лв./MWh;

4. Достъп – 3,30 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 94,62 лв./MWh.**

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Овердрайв“ АД за следващия ценови период са следните:

<b>„Овердрайв“ АД</b>			
	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение</b>
1. Справка 1 – „Разходи“ – прогнозни разходи за природен газ, хил. лв.	482	397	-17,63%
2. Справка 2 – „РБА“ – преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	150	116	-22,66

След извършените корекции е определена следната преференциална цена на електрическата енергия:

<b>„Овердрайв“ АД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>518,90</b>

**Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 1 008 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 982 хил. лв., от които условно-постоянни – 289 хил. лв. и променливи – 693 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 327 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 000 MWh.

**29. „Многопрофилна болница за активно лечение – Търговище“ АД („МБАЛ-Търговище“ АД)**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-65-1 от 04.04.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представило документи на хартиен и електронен носител, съгласно описа към заявлението. Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2023 г., преференциална цена на електрическа енергия – 1 198,89 лв./MWh (без ДДС).

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „МБАЛ-Търговище“ АД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложена цена за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	525,00	525,00	1 198,89	+128,36

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1 300 лв./knm<sup>3</sup> (без акциз и ДДС), при долна работна калоричност 8 261 kcal/knm<sup>3</sup>.

С писмо, с изх. № Е-14-65-1 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изисквана допълнителна информация към заявлението, както следва: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ; попълнени справки относно прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ и т. I.8 от писмо с изх. № Е-14-00-3 от 27.02.2023 г. на КЕВР; копия на действащи договори за изкупуване на електрическата енергия за периода 2023 г. – 2024 г., с всички приложения към тях, така както е изискано по т. II.5 от писмо с изх. № Е-14-00-3 от 27.02.2023 г. на КЕВР. Изисканата информация е предоставена от дружеството с писмо с вх. № Е-14-65-1 от 02.05.2023 г. В писмото се посочва, че към настоящия момент и впоследствие фактуриране на продадената електрическа енергия се извършва по ежедневни почасови прогнозни графици ден напред.

„МБАЛ – Търговище“ АД не е представило подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за новия ценови период, но посочва, че съгласно изискванията на завода-производител за експлоатация на ко-генерационния модул, на всеки 1 250 работни часа е необходимо да бъде извършен задължителен текущ ремонт по определен алгоритъм. За поддържане на доброто техническо състояние на инсталацията се спазват всички изисквания на производителя. През изминалия регулаторен период, задължителен ремонт съгласно отработените мото часове е извършен на стойност 4 783,70 лв. без ДДС. През последните 18 месеца се наблюдава повишаване на аварийността, предвид физическото остаряване на оборудването. Същевременно, моралното му остаряване обуславя по-трудното диагностициране и ефективно отстраняване на проблемите. Видно



от отчет/прогнозата за настоящия регулаторен период, през над 50% от разполагаемото време, инсталацията е била в престой или е работила с намален капацитет. В резултат, отчетната себестойност на единица електроенергия е почти два пъти по-висока от прогнозната. Изхождайки от тези обективни обстоятелства, за следващия регулаторен период предвижда аварийни престои през 50% от разполагаемото време, като приемат, че са равномерно разпределени във всички месеци.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,104 MW.**

**Образуване на цената:**

В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;

**Крайна цена на природен газ – 161,57 лв./MWh.**

**Извършена корекция на ценообразуващите елементи на „МБАЛ – Търговище“ АД за следващия ценови период е следната:**

<b>„Многопрофилна болница за активно лечение – Търговище“ АД</b>			
	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение</b>
1. Справка 2 – „РБА“ – преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	606	615	+1,48

**След извършената корекция, е определена следната преференциална цена на електрическата енергия:**

<b>„МБАЛ – Търговище“ АД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>1 098,66</b>

**Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 275 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 241 хил. лв., от които условно-постоянни – 160 хил. лв. и променливи – 81 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 615 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 113 MWh.

**30. „Нова Пауър“ ЕООД**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-13-308-1 от 03.04.2023 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представена допълнителна информация с писмо с вх. № Е-13-308-1 от 26.04.2023 г. Дружеството е предложило за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия в размер на 451,09 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Нова Пауър“ ЕООД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	452,50	452,50	451,09	-0,31

Предложената преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1 308,83 лв./kNm<sup>3</sup> (без акциз и ДДС), при долна работна калоричност 8 000 kcal/kNm<sup>3</sup>.

**„Нова Пауър“ ЕООД е представило следната обосновка:**

В производствената програма на ко-генерационната инсталация за новия регулаторен период – 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. предвиждат 1 440 работни часа. Брутно производство на електрическа енергия в размер на 3 499 MWh и продадено нетно количество 3 377 MWh.

**Разходи за амортизации** – дружеството прогнозира разходи за новия ценови период в размер на 84 хил. лв.

**Разходи за ремонт** – прогнозиран са в размер на 327 хил. лв. От дружеството, че извън предвидените стандартни годишни разходи по текуща поддръжка на всички системи в структурата на ко-генерационната инсталация, през новия регулаторен период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са заложили необходимите разходи за обслужване и планов ремонт на газобуталния двигател на 20 000 моточаса. За определяне на размера на необходимите средства, дружеството е поискало оферта, приложена към заявлението.

**Разходи за заплати и възнаграждения** – за прогнозирания ценови период са в размер на 36 хил. лв. Дружеството заявява, че броят на персонала и разходите за заплати и осигуровки на работещите се запазват, като през новия регулаторен период е заложена единствено индексация на заплатите с темпа на инфлация на стоките от първа необходимост. Предвид сравнително ниските нива на възнагражденията в бранша, посочва, че не може да си позволи да не увеличи заплатите на основния си, постоянно зает персонал, за да отговори на високите темпове на покачване на цените.

**Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** са 92 хил. лв.

**Променливи разходи** - прогнозиран са в размер на 1 216 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност

1,05 MW.

**Образуване на цените:**

Разходната позиция в Справка № 1 „Разходи“ с наименование „Недовзет приход от определена по-ниска пазарна стойност на ел. енергията през регулаторен период 2022 г. – 2023 г.“ не се признава като ценообразуващ елемент.

Извършената корекция на ценообразуващите елементи на „Нова Пауър“ ЕООД за следващия ценови период е следната:

<b>„Нова Пауър“ ЕООД</b>			
1. Справка 1 – „Разходи“	Предложение	Корекция	Изменение
Недовзет приход от определена по-ниска пазарна стойност на ел. енергията през регулаторен период 2022 г. – 2023 г, хил. лв.	11	0	-100%

След извършената корекция е определена следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Нова Пауър“ ЕООД</b>	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>373,12</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>132,14</b>

**Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 1 648 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 558 хил. лв., от които условно-постоянни – 535 хил. лв. и променливи – 1 023 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 212 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,44%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 377 MWh;
- Количество топлинна енергия с гореща вода – 3 093 MWh.

**31. „Оранжерии Петров дол“ ООД**

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-74-1 от 30.03.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2023 г. преференциална цена на електрическа енергия – 466,23 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии Петров дол“ ООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложена цена за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %

к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	437,70	437,70	466,23	+6,52

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1 603,09 лв./кнм<sup>3</sup>, (без акциз и ДДС) и при долна работна калоричност 8 279 kcal/кнм<sup>3</sup>.

**„Оранжерии Петров дол“ ООД е представило обосновка, както следва:**

**Производствена програма** – прогнозни количества електрическа енергия-бруто (8548 MWh), електрическа енергия за собствено потребление (407 MWh) и нетна електрическа енергия (8 141 MWh). Предвижда се когенерационната инсталация да работи с натовареност в периода от октомври 2023 г. до април 2024 г. за подsigуряване на необходимата топлинна енергия за производството на „Оранжерии Петров дол“ ООД.

**Инвестиционна програма** – общата стойност на активите, участващи в РБА при определяне на преференциална цена на комбинирана електрическа енергия за 2022 г., е в размер на 297 хил. лв. (РБА = А – АМ). А = 1150 хил. лв. – активи, в т. ч.: 651 хил. лв. разходи за: закупуване на инсталация за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, състояща се от един когенерационен модул „MWM TCG 2020 V20“ и периферна система от компоненти към инсталацията; изработване на инвестиционен проект (работен и технически) за строеж на когенерационна централа на природен газ; присъединяване на независим производител на електрическа енергия към електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Север“ АД; система за омекотяване на водата; допълнителни СМР и др.; оборотен капитал – 499 хил. лв. и амортизация за периода на използване АМ = 853 хил. лв.

**Амортизационна програма** – при изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години. При изчисляване на регулаторната база на активите за стойност на активите е взета прогнозната балансова (остатъчна) стойност на активите на дружеството.

**Ремонтна програма** – разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя съгласно програма за сервиз, превантивна и последваща поддръжка на когенераторния модул, при цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа – 19,7 евро/час.

**Променливи разходи** – разходи за природен газ, при цена на природния газ от 1603,09 лв./кнм<sup>3</sup>; разход за ел.енергия – 190 хил.лв. и разходи за акциз на природен газ – 51 хил. лв. (85 684 GJ \* 0,60 лв./GJ = 51 410 лв.).

**Условно – постоянни разходи** – разходи за амортизации – 260 хил. лв.; разходи за заплати (при средно-списъчен персонал – 12 души) – 448 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 85 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – 594 хил. лв., в т. ч.: материали за текущо поддръжане – 343 хил. лв., застраховки – 25 хил. лв., данъци и такси – 160 хил. лв. и други, описани в Справка № 1 – 66 хил. лв.

**Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала** – при изчисляването на нормата на възвръщаемост на капитала за прогнозния период 01.07.2023 – 30.06.2024 г. е използвана прогнозната капиталова структура на дружеството към 31.12.2022 г. на база погасителните планове, формирана от договори за кредит с банка. При собствен капитал в размер на 47 хил. лв. и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 5,3%, както и привлечен капитал в размер на 817 хил. лв. при среднопотеглена норма на привлечения капитал в размер на 3,24%, дружеството е изчислило норма на възвръщаемост на капитала в размер на 3,38% към 31.12.2022 г.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,00 MW.**

**Образуване на цената:**

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по месечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 - 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 96,13 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа –  $1,09+2,81 = 3,91$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 100,03 лв./MWh.**

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Петров дол“ ООД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Оранжерии Петров дол“ ООД</b>			
	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение</b>
1. Справка 2 – „РБА“			
1.1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	298	277	-7,05%
3. Справка 4 – „ТИП в производството“:			
29.1. Природен газ, BGN/km <sup>3</sup>	1 603,09	1 071,61	-33,15%

**След извършените корекции, е определена следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Оранжерии Петров дол“ ООД</b>	<b>лв./MWh , без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>346,94</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>105,96</b>

**Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 4 094 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 4 084 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 387 хил. лв. и променливи – 2 697 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 277 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,38%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 141 MWh.

**32. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД**

Дружеството е подало заявление с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация. Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. преференциална цена на електрическа енергия – 398,15 лв./MWh;
2. еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 18,91 лв./MWh;
3. еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 17,82 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ТЕЦ - Бобов дол“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	512,51	512,51	398,15	-22,31%
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	39,63	39,63	18,91	-52,28%
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	38,24	38,24	17,82	-53,40%

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цени на горивата (без ДДС), както следва: цена на въглища – 133,55 лв./т., при калоричност 1 570 kcal/kg и цена на мазут – 1 278,77 лв./т. при калоричност 9 500 kcal/kg.

С писмо, с изх. № Е-14-33-3 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изисквана допълнителна информация към заявлението, както следва: справка за количествата закупени квоти за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) за 2022 г. и за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., разходите за закупуването им, както и количествата безплатни емисии CO<sub>2</sub>; копия на действащи договори за изкупуване на електрическата

енергия за периода 2023 г. – 2024 г., с всички приложения към тях, която е представена с писмо с вх. № Е-14-33-3 от 05.05.2023 г. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД не е представило изисканите с писмото на КЕВР справки относно прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ.

**Обосновката на дружеството е следната:**

„ТЕЦ-Бобов дол“ АД изпълнява дейността по лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия чрез три енергийни блока по 210 MW електрическа мощност и по 25 MW топлинна мощност. Дружеството предвижда да работи в режим на комбинирано производство с един от блоковете целогодишно. За определяне на прогнозната информация за базисна година е избрана 2022 г., съгласно Указания-НВ. Дружеството планира увеличение на разходите спрямо 2022 г. с около 12% колкото е признатата инфлация на база 12 месеца, с изключение на разходи за горива.

**Производствена програма:** дружеството предвижда производство на топлинна и електрическа енергия за удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

**Производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и водна пара** – дружеството планира отпусната от съоръженията топлинна енергия през новия ценови период да е в размер на 284 000 MWh с гореща вода и 254 000 MWh с водна пара. Посочва се, че тъй като потребителите на топлинна енергия са пряко присъединени към съоръженията, в прогнозата не са включени технологични разходи по преноса.

**Производство на електрическа енергия** – цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период, произведена от енергийния блок, който работи в топлофикационен режим, е изчислена съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство. Производството на електрическа енергия през прогнозния период от блока в топлофикационен режим е 1 340 000 MWh бруто, като в това число и 219 000 MWh високоефективни произведени съобразно топлинния товар.

**Електрическа енергия за собствени нужди:** процентното отношение на ел. енергия за собствени нужди на топлофикационния блок е определена на 13,13%, което съответства на отчитаните до момента и включва разхода за циркулационните помпи в топлопроизводството.

**Ремонтна програма (отчет и прогноза):** целта на тези ремонти е да се възстановят максимално номиналните параметри на съоръженията, с допускането на компромис, че забавянето на подмяна на нагревни повърхности води до повишаване на аварийността. Ремонтите по електрофилтрите и сероочистващите инсталации е свързано с достигане и спазване на екологичните норми. За новия регулаторен период дружеството предвижда ремонтна програма отнесена към топлофикационната част на централа на стойност 27 722 хил. лв.

**Инвестиционна програма** – дружеството заявява, че е в ход инвестиционна програма, която продължава да се изпълнява и през новия регулаторен период. През предстоящия период „ТЕЦ - Бобов дол“ АД планира да бъде извършена рехабилитация на турбинно оборудване и съпътстващо основните ремонти подобряване ефективността на общостанционните и пречиствателните съоръжения. Като минимум се включва горивната уредба на котлите, обследване състоянието на метала на барабана, колектори, тръбопроводи на котлите и елементи на парните турбини и подмяна на такива с изчерпан технически ресурс. Ориентировъчната стойност на необходимите инвестиционни разходи за периода е 15 000 хил. лв. за цялата централа.

**Регулаторна база на активите** – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2022 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, възлиза на 215 867 хил. лв. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на

дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, Нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване.

**Оборотен капитал** – за ценови период 01.07.2022-30.06.2023 г. оборотният капитал за производство е в размер на 71 114 хил.лв.

**Норма на възвръщаемост** – използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно среднопретеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2022 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 4,5%, а изчислената обща НВ е 7,67%.

**Условно-постоянни разходи:** условно-постоянните разходи са изчислени на база инфлация от 12,0%, освен разходите за заплати и съответстващите им осигуровки и амортизациите които са пресметнати на база линейния метод.

**Разходи за амортизации** – съгласно изискванията на т. 31.1, б. „б“ от Указанията-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „ТЕЦ - Бобов дол“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г. разходите за амортизации са 9 472 хил. лв.

**Разходи за работна заплата и осигуровки** – за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. необходимите разходи са 19 085 хил. лв. - разходи за заплати и 6 169 хил. лв. за осигуровки. Средният списъчен брой на работници и служители в дружеството остава същият както е в края на 2022 г. В прогнозата е отчетено 12% увеличение на заплатите на служителите.

**Разходи пряко свързани с дейността по лицензиите** – всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период. Предвижданото подобрене на работните условия на персонала на дружеството дава своето отражение като увеличение на разходите за горива за автотранспорт, за служебни карти за пътувания, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и т.н. Отчетеният от НСИ ръст на инфлацията също ще доведе до увеличаване на условно-постоянните разходи.

Разходите за работно облекло са заложили според нормативните изисквания за осигуряване на персонала с работно облекло и предпазни средства.

Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

**Променливи разходи** – в променливите разходи се включват горива за производство, горива за разпалване - мазут, разходи за закупени CO<sub>2</sub> квоти, разходи за балансираща електроенергия, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоползване, купена електрическа енергия, депониране на пепелина и др. Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период.

Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е както следва:

**Основно гориво** – за прогнозния период дружеството планира горивният микс за топлофикационния блок в „ТЕЦ - Бобов дол“ АД да се състои от въглища – доставяни от „Тибиел“ ЕООД с качествени показатели оптимални за производствения процес и цена 730 лв./т. усл. г., франко ТЕЦ и биомаса при цена на доставчика 89,36 лв./т.

Разходите за гориво за разпалване (мазут) са изчислени по цена 1 278,77 лева/т. Разходи за консумативи за новия ценови период възлизат на 5 671 хил. лв.

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии.



**Квоти за емисии на парникови газове** – производственият процес е свързан с изгарянето на въглищата, биомаса и мазут, в резултат на което в атмосферата се емитират парникови газове. Заради изгаряните въглища и мазут централата отделя значителни количества парникови газове. Основната суровина, която дружеството използва за производството на електрическа енергия са въглища. Принудено от постоянно нарастващите цени на емисии на борсата, дружеството предприема стъпки към изгаряне на биомаса, с цел намаляване на емитираните количества.

Емитираните количества въглероден диоксид за новия ценови период са изчислени по утвърдения формуляр за годишното докладване на емисии от ПГ от ИАОС към МОСВ, в който са попълнени прогнозното количество въглища и мазут при отчетени по верифициран годишен доклад (в приложение) за 2022 г., EF за въглища от 85,04 t.CO<sub>2</sub>/TJ и фактор на окисление от 94,55% и за мазут EF 77,40 t.CO<sub>2</sub>/TJ и фактор на окисление 100%. Така общото прогнозно количество въглероден диоксид, което се очаква да емитира топлофикационният блок на централата е изчислено на 709 250 t.CO<sub>2</sub>. Безплатни разрешителни по чл. 10а и чл. 10в Директива 2003/87/ЕС за новия ценови период не са разпределени.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 210,00 MW.**

**Образуване на цените:**

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2022 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 709 250 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 88,00 евро/t (172,11 лв./t)

**Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 172,11 лв./t X 709 250 t = 122 069 хил. лв.**

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са 6 100 t мазут, 1 272 573 t въглища и 401 656 t ВЕИ.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

**„ТЕЦ-Бобов дол“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-33-5 от 31.05.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

Изявява несъгласие по отношение на **корекция на прогнозните условно-постоянни разходи (УПР)**. Дружеството посочва, че в справка № 1 – „Разходи за производство“ - прогнозните условно-постоянни разходи (УПР) са определени като отчетните през базовата година стойности са индексирани с инфлационен коефициент в размер на 12%. Видно от изложеното в Доклада, този индекс по официалните данни на НСИ е в размер на 15,3%. Дружеството предлага да бъде извършена корекция в прогнозните условно постоянни разходи в съответствие с официално обявената средногодишна инфлация от НСИ, с изключение на тези разходи, за които инфлацията е неприложима.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

Възражението на дружеството относно направените корекции на корекция на прогнозните условно-постоянни разходи (УПР) не се приема. Комисията не е извършвала корекции на заявените от дружеството условно-постоянни разходи в справка № 1 – „Разходи за производство“.

Извършена е следната корекция:

<b>„ТЕЦ - Бобов дол“ АД</b>			
	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение</b>
1. Справка 2 – „РБА“			
1.1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	215 867	199 208	-7,72%

След извършената корекция и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„ТЕЦ - Бобов дол“ АД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>380,98</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>140,00</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>40,00</b>
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	<b>37,68</b>

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 460 390 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 445 111 хил. лв., от които условно-постоянни – 69 082 хил. лв. и променливи – 376 029 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 199 208 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,67%
- Електрическа енергия – 1 164 000 MWh
  - от високоефективно комбинирано производство – 219 000 MWh;
  - от нискоефективно производство – 945 000 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 184 000 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 254 000 MWh.

След проведеното обществено обсъждане на 06.06.2023 г., с писмо с вх. № Е-04-04-9 от 06.06.2023 г. Омбудсманът на Република България представя следното становище:

Заявява, че е категорично против планираното повишение на цените на топлинната енергия за битовите клиенти за периода от 1 юли 2023 г. до 30 юни 2024 г., както и че поскъпването на парното и топлата вода е неприемливо за гражданите предвид сегашната нестабилна икономическа ситуация в страната, както и възможностите, които нормативната уредба дава на КЕВР за балансиране на интересите на потребителите и дружествата. Омбудсманът посочва, че проектът за решение предвижда увеличение на регулираните цени на топлинната енергия за крайните клиенти на топлофикационните дружества с основно гориво природен газ в диапазона 0,05% - 0,48%. Според проф. Ковачева това е недопустимо, особено в условията на силно и продължително понижаване на цените на природния газ, които съгласно прогнозата на КЕВР ще спаднат средно с

23,82% за следващия регулаторен период. Аргументът на Омбудсмана е, че при поевтиняването на основното гориво е обосновано и логично да се обсъжда намаление на цените на произведената топлинна енергия от природния газ за топла вода и отопление за крайните клиенти, а не увеличение.

В становището се посочва, че съгласно представените от КЕВР аргументи, запазването на действащите цени на топлинната енергия и тяхното повишение с части от процента се дължи главно на недовзетия приход на дружествата в размер на общо около 276 млн. лв., като сумата е формирана в резултат на натрупаните разлики между прогнозните и реалните цени на природния газ през настоящия регулаторен период 2022 г. – 2023 г. Омбудсманът посочва, че това е потвърждение за обективната невъзможност на КЕВР да прави реалистични прогнози за движението на основните ценообразуващи фактори за една година напред. В становището са посочени конкретните стойности на недовзетия приход за големите топлофикационни дружества, като Омбудсманът счита, че той се дължи изцяло на извънредната ситуация с доставките и с цените на природен газ на европейския пазар, която особено тежко е засегнала българските потребители, като отбелязва, че действащите регулаторни механизми не са настроени за подходяща реакция в условията на енергийна криза с подобна тежест и мащаб.

В становището си, Омбудсманът посочва, че при значително по-ниски цени на природния газ за периода от м. декември 2021 г. до м. май 2022 г., топлофикационните дружества са получавали държавна подкрепа от ФСЕС, която според обществения защитник е била допустима и препоръчителна за страните членки на ЕС, като преждевременно тази подкрепа е била прекратена, още преди цените на природния газ да са достигнали върховете си стойности. Компенсациите за потребителите на природен газ и за топлофикационните дружества с основно гориво природен газ не са били подновени през 2022 г. и 2023 г., въпреки възможностите за това в рамките на решения на национално равнище, предвидени в Регламент 2022/1854 на Съвета на ЕС от 6 октомври 2022 г. за спешна намеса за справяне с високите цени на енергията.

Омбудсманът обръща внимание на цените на енергия, определени за „Топлофикация София“ ЕАД, като посочва, че дружеството следва да получи допълнително през новия период 191 282 000 лв., поради образуван недовзет приход през 2022-2023 г., като тежестта за осигуряване на този финансов ресурс е прехвърлена изцяло върху цените на топлинната енергия, касаеща битови клиенти на топлинна енергия, докато цената на електрическата енергия е намалена с 21,21%, при спадане на премията с 9,02%. Посочва, че финансовият ефект от това преразпределение на тежестта е в размер на около 53,6 млн. лв., които ще влязат само в сметките на клиентите на топла вода и парно. Заявява, че категорично не може да приеме подобен начин на прехвърляне на тежестта за следващия едногодишен регулаторен период.

Заявява, че предложеното от КЕВР минимално повишение на цените на топлинната енергия в действителност ще се превърне в значително поскъпване на топлата вода и парното, а именно с малко над 11% от 1 юли 2023 г., поради повишението на ставката на ДДС от 9% на 20%. Така потребителите ще се окажат в абсурдната ситуация при значително намаление на цените на природния газ да заплащат по-високи цени за топлинна енергия, каквито не е имало дори по време на безпрецедентната енергийна криза през 2022 г. В становището си Омбудсманът отправя към КЕВР следните предложения:

1. Да бъдат разгледани и използвани всички възможности за компенсиране на недовзетия приход на топлофикационните дружества с основно гориво природен газ, като се използват други източници, вместо чрез повишението на крайните цени на топлинната енергия, като смята за правилно цените на топлата вода и парното да бъдат намалени с цел компенсиране на повишението на ставката на ДДС от 9% на 20%.

2. Да бъде извършен обстоен анализ на баланса на средствата във ФСЕС в съпоставим период до 30 юни 2023 г., с оглед обсъждане на възможностите за поемане на тежестта от недовзетия приход на топлофикационните дружества за регулаторния период

1 юли 2022 г. – 30 юни 2023 г. от Фонда.

**3.** Да се анализира възможността за разсрочено компенсиране на разликите между прогнозните и отчетните разходи на дружествата за природен газ – за няколко следващи периода, с цел по-равномерно разпределяне във времето на финансовата тежест за крайните клиенти при изплащането на недовзетия приход на топлофикациите общо в размер на около 276 млн. лв.

Обръща внимание и на необходимостта от извършване на анализ на действието на НРЦТЕ с цел прецизиране на правилата за ценообразуване на топлинната енергия и намаляване на тежестта на прогнозните фактори и по-добро гарантиране на правата на потребителите, както и на необходимостта от детайлна оценка на прилагането на метода „норма на възвръщаемост на капитала“, който се използва от КЕВР в продължение на повече от 11 години. Според Омбудсмана, от една страна този метод не отчита в достатъчна степен качеството на предоставяните топлоснабдителни услуги на гражданите, а от друга дружествата от сектора не отбелязват желаните подобрения на технико-икономическите и финансови показатели.

**След преглед на постъпилото становище от Омбудсмана на Република България Комисията счита:**

**По т. 1:** Комисията е разгледала възможността за компенсиране на недовзетия приход на топлофикационните дружества с основно гориво природен газ, изчислен в съответствие с чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, чрез набраните приходи на ФСЕС, с цел недопускане на по-голямо увеличение на цените на енергията и с оглед прилагане на общия принцип по чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Към настоящия момент, Комисията не разполага с други законови възможности и механизми за компенсиране на дружествата, с цел намаляване на цените на енергията за крайните потребители. В допълнение, съгласно чл. 16, ал. 1 от НРЦТЕ, цените на топлинната енергия, продавана от топлопреносните предприятия на клиентите, се образуват въз основа на сумата от необходимите годишни приходи на производителите и на топлопреносните предприятия съгласно [чл. 7](#) от същата наредба, разделени на прогнозното количество топлинна енергия за продажба. В НРЦТЕ не е предвиден ред и условия за намаляване на цените на топлинната енергия, при намаляване или увеличаване на ставката на ДДС и Комисията не може да влияе върху този фактор.

**По т. 2:** В чл. 36д от ЗЕ е регламентиран начинът за набиране на средства във ФСЕС, а в чл. 36б от ЗЕ е регламентирана целта на създаването на Фонда, а именно за управление на средствата за покриване на определени разходи и компенсации. Комисията няма правомощия и задължение да извършва анализ на финансовото състояние на ФСЕС и на събраните средства по закона, с цел Фондът да извършва необходимите разплащания за компенсиране на топлофикационните дружества за съответния регулаторен период. Следва да се отбележи, че възможностите на Фонда през настоящия ценови период са далеч по-ограничени, отколкото през изминалия регулаторен период и Комисията е разгледала възможните варианти за компенсиране на недовзетия приход на топлофикационните дружества с основно гориво природен газ чрез осигуряване на необходимите за това средства от Фонда.

**По т. 3:** Предвид обстоятелството, че пълният размер на недовзетия приход, определен в съответствие с чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ на топлофикационните дружества с основно гориво природен газ, ще се компенсира от ФСЕС чрез осигуряване на необходимите средства, Комисията счита, че не е необходимо разликите между прогнозните и отчетните разходи на дружествата за природен газ да бъдат разсрочвани за следващи ценови периоди.

По отношение на предложението на Омбудсмана за извършване на анализ на действието на НРЦТЕ, както и оценка на прилагането на метода „норма на възвръщаемост на капитала“, с цел прецизиране на правилата за ценообразуване, Комисията счита, че

поставените въпроси са извън обхвата на настоящото административно производство за извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.07.2023 г.

**По време на проведеното на 06.06.2023 г. обществено обсъждане г-жа Мая Манолова, представляваща Гражданско сдружение „Изправи се.БГ“, е представила следното становище:**

Категорично възразява срещу предложените цени на топлинната енергия. Посочва, че макар цените на парното без ДДС за повечето топлофикации да останат почти непроменени или за други се предвижда минимално увеличение, то реално цените за потребителите на всички топлофикации ще се повишат средно с 11%, което според г-жа Манолова се дължи на размера на ставката на ДДС, която от 01.07.2023 г. се възстановява отново на 20%. Смята, че увеличението на цената на парното е несправедливо по няколко съображения. На първо място посочва цената на природния газ, която през последната една година има трайна тенденция за поевтиняване. В тази връзка посочва, че самата Комисия е определила средна цена на природния газ за следващия регулаторен период в размер на 88,12 лв./MWh, което е с 25% по-малко от цената за предходния регулаторен период, така че би следвало цената на парното да бъде намалена поне с 20%, вместо да се увеличава с 11%. Друг сериозен фактор, определящ цената на парното, е цената на въглеродните емисии, които се запазват на същите нива, както през миналата година и в началото на м. юни са 84 евро на тон, което е приблизително цена, съпоставима с тяхната цена преди една година, а Комисията е приела средна цена за следващия ценови период от 88 евро на тон. Условно-постоянните разходи на топлофикационните дружества, които включват разходите за заплати, за амортизации, за ремонти, съдебните разноски, се запазват на миналогодишните нива, като корекцията е извършена единствено с процента на инфлацията, но посочва, че като се погледнат числата, които предлага „Топлофикация София“ ЕАД условно-постоянните разходи се увеличават с близо 50%, а именно: от 102,2 млн. за 2022 г. – 2023 г. до 151,3 млн. лв. за 2023 г. – 2024 г., като прави сравнение че в искането си „Топлофикация София“ ЕАД е поискала още по-голям размер от 171 млн. лв. условно-постоянни разходи, като на фона на това през миналата година са реализирали 144,3 млн. лв. Обръща внимание, че това се дължи най-вече на разходите за заплати и заявява, че никога не са възразявали срещу повишаването на заплатите на работещите в различните енергийни дружества, но в конкретния случай е необяснимо защо е това драстично повишаване на тези разходи на „Топлофикация София“ ЕАД, като прави сравнение с останалите топлофикации в страната. Въпреки намалените променливи разходи, заради ръста на постоянните разходи, заради признатите недовзети приходи, намалената преференциална цена на тока и повишеното ДДС, г-жа Мая Манолова счита, че в крайна сметка цените за потребителите ще бъдат повишени с 11%, което увеличение в условията на криза, на инфлация и на обедняване на населението е абсолютно несправедливо.

Отбелязва, че КЕВР предлага, макар и непълен, регулаторен преглед на дейността на топлофикационните дружества за отчетния регулаторен период, но счита, че към него би следвало да бъдат добавени и допълнителни данни, които са важни за създаването на обективна преценка за състоянието на отделните дружества в целия сектор, а също така и за причините, които водят до исторически най-високите цени на парното, като поставя определени въпроси, свързани с това.

В изложението, г-жа Мая Манолова споделя няколко притеснения, свързани с анализа на общото финансово състояние на дружествата от сектор „Топлоенергетика“, като посочва, че тенденциите са изключително тревожни. В тази връзка цитира изводите в Доклада по отношение на „Топлофикация София“ ЕАД и „ЕВН България Топлофикация“

ЕАД, като отбелязва, че някои от останалите топлофикации намаляват загубата си през миналата година, някои от тях са на малка печалба и изводът във финансовия анализ е един и същ за всички топлофикации и той е: *„размерът на собствения капитал не позволява на дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс“*. Според „Изправи се.БГ“ е абсолютно задължително КЕВР да представи отчет и анализ пред Народното събрание и пред новосформираното правителството, за тежкото състояние на топлофикационния сектор, с цел да бъдат предприети действия на национално ниво, които да стабилизират сектора.

По отношение на предложената средна цена на природния газ за новия ценови период, г-жа Мая Манолова излага съображения за начина, по който е определена тази цена, в размер на 88,12 лв./MWh, като смята, че определянето ѝ не отговаря на изискванията, посочени в чл. 31, т. 1 и т. 2 от ЗЕ и същата не е определена на база обективни критерии и не възстановява икономически обосноваваните разходи на топлофикациите по прогноза. В тази връзка, прави предложение КЕВР да предприеме необходимите действия за промяна в НРЦТЕ, като се върне положението, което е съществувало преди измененията от 2020 г., а именно цените на топлофикационните дружества да се определят на тримесечия. Смята, че това е много по-справедливо, защото по този начин ще се отразяват промените в цената на природния газ и също така на въглеродните емисии и дава пример, че цените на топлоенергията за предходния ценови период, макар да са били определени при цена на газа от 114,77 лв./MWh, през юни цената е спаднала до 65 лв./MWh, което оцелявало битовите потребители, а за предходния ценови период се е стигнало до обратното – до недовзети приходи на топлофикациите, които са надхвърлили 250 млн. лв. и които суми сега трябва да бъдат платени от българските граждани.

Г-жа Мая Манолова обръща внимание на подхода на Комисията за признаването на технологичните разходи на топлофикационните дружества, като счита, че това е един несправедлив подход, който прикрива обогатяването на част от топлофикационните дружества за сметка на техните клиенти, като цитира заявените от дружествата стойности на технологичните разходи по преноса, както и признатите такива от Комисията. Настоява, в решението, Комисията да представи ясна, пълна и конкретна информация за всяка топлофикация поотделно относно прилагането на Методиката за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинната енергия. Счита, че следва да се включи и информация по какъв начин и къде в цените са отразени компенсациите, които дружествата са получили за цените на електрическата енергия от държавата като стопански потребители през ценовия период. Поставя въпроси какви приходи е получила всяка една от топлофикациите от високите борсови цени на електрическата енергия в предходния регулаторен период, спрямо определената пазарна цена в решението от 01.07.2022 г., както и каква е месечната събираемост на вземанията на всяка една от топлофикациите поотделно за стопански и битови потребители при действащите в момента цени на топлоенергията.

С оглед изложеното, Гражданско сдружение „ИЗПРАВИ СЕ.БГ“ настоява КЕВР да не приема предложението за решение, защото смята, че с фактическото увеличаване на цената на парното с 11% битовите потребители ще плащат исторически най-високите цени на парното и настоява Комисията да инициира съответни изслушвания в Народното събрание относно тежкото положение, в което се намира топлофикационният сектор, с искане за запазване на 9% ДДС върху топлинната енергия. Счита, че Комисията трябва да извърши реални проверки във всяка една от топлофикациите, за да бъде установено защо загубите на топлофикациите продължават да растат, при положение че потребителите плащат най-високите цени на топлинната енергия.

Изказва съжаление за липсата на дефиниция за *„енергийна бедност“* и защита на най-уязвимите български домакинства с оглед високите цени на парното и на енергията

като цяло. Счита, че КЕВР трябва да настоява за анализ и за мерки за функционирането на ФСЕС, като една част от недовзетите приходи на топлофикациите да бъдат компенсирани от средствата, които се събират в този фонд, вместо с това да бъдат натоварени българските потребители.

**След обсъждане на становището на представителя на Гражданско сдружение „Изправи се.БГ“, изразено по време на проведеното обществено обсъждане, Комисията счита:**

1. По отношение на предложената средна цена на природния газ за новия ценови период възражението е неоснователно. Комисията е определила прогнозната цена на природния газ за следващия регулаторен период в съответствие с нормативната уредба, като подробни мотиви за нейното определяне са изложени в т. 11 от общия подход.

2. По отношение на регулаторния подход за признаването на технологичните разходи на топлинна енергия по преноса, следва да се посочи, че същият е достатъчно рестриктивен към дружествата, като всяка година КЕВР изисква от дружествата данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г., по т. 1, прави анализ на представените от дружествата данни, при съпоставка със служебно известната на КЕВР информация и извършва необходимите корекции на този вид разход в посока намаляване. Този подход действа стимулиращо за дружествата, които се стремят да извършват необходимите дейности с оглед реалното намаляване на загубите и свеждане до приемливи за всяко дружество нива.

3. По отношение на предложението КЕВР да предприеме необходимите действия за промяна в НРЦТЕ, като се върне положението, което е съществувало преди измененията от 2020 г., а именно цените на топлофикационните дружества да се определят на тримесечия, следва да се има предвид, че въпроси за изменение на нормативната уредба не са в обхвата на административното производство по утвърждаване на цени, поради което възражението е неотнормисимо.

4. По отношение на предложението КЕВР да не приема предложени проект на решение, следва да се посочи, че извършването на подобни действия от страна на КЕВР ще бъде в нарушение на ЗЕ и подзаконовите нормативни актове.

5. По отношение на липсата на дефиниция за „енергийна бедност“ и защита на най-уязвимите български домакинства следва да се има предвид, че действително към момента в българското законодателство няма легална дефиниция на понятието „енергийна бедност“, но този въпрос не е в обхвата на административното производство по утвърждаване на цени, поради което възражението е неотнормисимо.

6. По отношение на функционирането на ФСЕС, следва да се отбележи, че в чл. 36д от ЗЕ е регламентиран начинът за набиране на средства във ФСЕС, а в чл. 36б от ЗЕ е регламентирана целта на създаването на Фонда, а именно за управление на средствата за покриване на определени разходи и компенсации. Комисията е разгледала възможността за компенсиране на пълния размер на недовзетия приход на топлофикационните дружества с основно гориво природен газ чрез осигуряване на необходимите за това средства от Фонда, при съблюдаване на неговата финансова стабилност, въз основа на предоставена в КЕВР информация от Фонда.

**По време на проведеното на 06.06.2023 г. обществено обсъждане г-н Ясен Цветанов – гражданин, е представил следното становище по отношение на „Топлофикация София“ ЕАД:**

Посочва, че по данни, получени по Закона за достъп за обществена информация, за период от 17 години, а именно от м. септември 2005 г. до средата на 2022 г. (м. август) „Топлофикация София“ ЕАД е била на загуба, в размер на над 4,6 млрд. лв., които са

платени от българските данъкоплатци и няма начин КЕВР законово да обоснове това, защото то противоречи на ЗЕ, като счита, че чл. 69 от ЗЕ не е изпълнен, съгласно който енергийните дружества трябва да работят и в ползва на обществото, и в полза на потребителя. Според г-н Цветанов, „Топлофикация София“ ЕАД продава топлинна енергия в пълен разрез със законите на страната и с Конституцията. Цитира чл. 149, ал. 1 от ЗЕ, според който продажбата на топлинна енергия се извършва на основата на писмен договор при Общи условия, като посочва, че не му известно дружеството да има такива договори.

Г-н Цветанов цитира отделни разпоредби от ЗЕ, а именно чл. 38а, чл. 206, чл. 207, чл. 207б от същия, като счита, че „Топлофикация София“ ЕАД е противоконституционно предприятие и нарушава множество императивни норми на ЗЕ при продажбата на топлинна енергия, като проблемите продължават да се задълбочават със загубата на милиарди левове. Г-н Цветанов се позовава на чл. 8 и чл. 16 от Закона за задълженията и договорите, като заявява, че не му е известно, „Топлофикация София“ ЕАД да има потвърдени писмено приети Общи условия от клиентите на основание Наредбата за топлоснабдяване. С оглед изложеното, г-н Цветанов счита, че „Топлофикация София“ ЕАД е противоконституционно дружество и всички решения, които КЕВР приема също са противоконституционни.

В своето становище, г-н Цветанов отправя запитване какво означава „необходими“ от понятието „необходими годишни приходи“. Прави анализ на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за „Топлофикация София“ ЕАД, като посочва, че те се включват от КЕВР в цената на крайния потребител, който ги плаща, поради неизвестни за г-н Цветанов причини. Същият счита, че това са технологични разходи, които могат да бъдат избегнати на 100% и те не са икономически оправдани и не би било редно по никакъв начин да бъдат включени в цената на топлинната енергия, независимо, че КЕВР ги е намалила.

Г-н Цветанов посочва, че Комисията е включила в цената и разходи за амортизация, в които „Топлофикация София“ ЕАД е включило правото си на преминаване през публична общинска собственост (т.нар. сервитути). Твърди, че стойността на тези активи е приблизително 500 млн. лв., и че не знае да има действаща правна норма, която да позволява да се включват като актив. Според г-н Цветанов, амортизационни отчисления за този актив не може да има. На следващо място, посочва, че Комисията е планирала да включи 188 млн. лв. за квоти в цената, която се плаща от клиентите, като прави сравнение с газифицирани абонати, които не заплащат за квоти. Отправя запитване защо тези разходи са включени в крайната цена, която трябва да бъде заплатена от потребителите. В заключение, счита, че цената на топлинната енергия, която КЕВР предлага за крайния потребител, е абсурдна и не отговаря на действащите закони в страната.

С писмо с вх. № Е-12-00-364 от 19.06.2023 г. г-н Ясен Цветанов е представил писмено становище, в което подробно е развил своите съображения, изложени на общественото обсъждане. В становището прави анализ на нормативната уредба, регламентираща предоставянето на услугата топлоснабдяване, съответно продажбата на топлинна енергия при общи условия, като г-н Цветанов прави извод, че същата предполага сключване на индивидуални договори с клиентите. Изразява несъгласие с работа на „Топлофикация София“ ЕАД и на КЕВР. По отношение на цената на топлинната енергия за новия регулаторен период счита, че разходите за закупуване на квоти за въглеродни емисии и технологичните разходи за преноса не са присъщ разход за „Топлофикация София“ ЕАД, като според него няма правно основание, което да позволява включването им цените на топлинната енергия. Според г-н Цветанов технологичните разходи по преноса са факт поради лошото управление на дружеството и липсата на желание за ефективна работа. Посочва, че ако се използва технология за локално получаване на същата топлинна енергия, чрез кондензен газов котел например, няма да се заплащат



никакви квоти. Поставя въпроси, свързани с определената цена на електрическата енергия на „Топлофикация София“ ЕАД за новия ценови период: защо дружеството получава голяма субсидия, а другите производители не получават, въз основа на каква икономическа и социална логика е тази субсидия, защо не се внася по-евтина електроенергия. Излага подробни съображения за дейността на „Топлофикация София“ ЕАД, постигнатите финансови резултати на дружество. Посочва, че е необходимо да се разгледат алтернативни начини на работа на ТЕЦ-овете – газификацията, използването на термопомпи и слънчевата енергия.

**След обсъждане на становището на г-н Ясен Цветанов, изразено по време на проведеното обществено обсъждане, Комисията счита:**

1. По отношение на направения от г-н Цветанов преглед на нормативната уредба, а именно определени текстове от ЗЕ, ЗЗД и Общите условия на „Топлофикация София“ ЕАД, касаещ предоставянето на услугата „топλοςнабдяване“, следва да се посочи, че същият е извън предмета на настоящото административно производство.

2. По отношение на запитването на г-н Цветанов какво означава „необходими“ от понятието „необходими годишни приходи“, следва да се посочи, че легална дефиниция на понятието „необходими приходи“ се съдържа в §1, т. 3 от Допълнителните разпоредби на НРЦТЕ, съответно в §1, т. 6 от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ, съгласно която „необходими приходи“ са икономически обосноващите приходи, необходими на енергийното предприятие за предоставяне на услугата по лицензията с определено качество и постигане на определената възвръщаемост. Съгласно чл. 7 от НРЦТЕ (чл. 10 от НРЦЕЕ) необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват признати от комисията икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала, изчислени следната формула:  $НП = Р + (РБА * НВ)$ , където: НП са необходимите годишни приходи; Р - годишните разходи за дейността по лицензията; РБА - признатата от комисията регулаторна база на активите; НВ - определената от комисията норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

3. По отношение на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, съгласно чл. 11 от НРЦТЕ, Комисията утвърждава прогнозните количества за целите на ценообразуването, включително отпуснатата към преноса топлинна енергия, и за продажба въз основа на оценка на отчетените и прогнозните количества, представени от енергийните предприятия в съответствие с указанията по чл. 4, ал. 5 от НРЦТЕ. Комисията счита, че те са присъщ разход за дейността по лицензията на „Топлофикация София“ ЕАД и същите следва да бъдат признати, в съответния допустим и коригиран от Комисията размер.

4. По отношение на разходите за амортизация и питането дали като актив е включено правото на преминаване през публична общинска собственост (т.нар. сервитути) на стойност 500 млн. лв., посочено от „Топлофикация София“ ЕАД в ГФО за 2022 г., Комисията заявява, че тази сума не е призната в разходите за амортизация и респективно в цените на енергията на „Топлофикация София“ ЕАД.

5. Въпросите, касаещи начина на работа на „Топлофикация София“ ЕАД и предложенията за промяна в технологията за производство на енергия са неотнормими към предмета на административното производство по утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, считано от 01.07.2023 г. По отношение на разходите за въглеродни емисии следва да се посочи, че същите са икономически обосноваван разход. Подробни съображения за начина на определяне на тези разходи, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, са изложени в т. 13 от общия подход и в частта за „Топлофикация София“ ЕАД.

**По време на проведеното на 06.06.2023 г. обществено обсъждане г-н Стоян Грозданов – гражданин, е представил следното становище:**

По отношение на искането на „Топлофикация София“ ЕАД за увеличение на цените на топлинната енергия изказва съмнения за достоверността на данните, представени от „Топлофикация София“ ЕАД. Счита, че за да може да се отчитат разходите за ремонти, трябва да е представена проектосметна документация, от която г-н Грозданов да може узнае, че за неговата улица ще се извършва ремонт и да може да контролира – дали тези ремонти са извършени и дали са ефективни. На следващо място, прави коментари по отношение на Общите условия на „Топлофикация София“ ЕАД, като счита, че те обвързват потребителя единствено, ако той ги е приел със своя подпис, съгласно чл. 147а от Закона за защита на потребителите, като твърди че Общите условия са изпълнени с неравноправни и невалидни клаузи. Счита, че „Топлофикация София“ ЕАД няма Общи условия, няма договори, които да обвързват, който и да е потребител, така че всичките действия на дружеството са незаконни. Твърди, че „Топлофикация София“ ЕАД от 20 години не декларира фактурите, както изисква Законът за данък върху добавената стойност (ЗДДС) в НАП всеки месец, ежедневно в дневника на продажбите. Посочва, че определената от КЕВР пределна цена, за да бъде приета от потребителя, същият трябва да бъде уведомен по чл. 16 от Закона за задълженията и договорите, като обикновено обичайният срок за това е един месец, като същевременно ако потребителят не приема цената, може да развали договора си.

**След обсъждане на становището на г-н Стоян Грозданов, изразено по време на проведеното обществено обсъждане, Комисията счита:**

1. По отношение на изказаните съмнения за достоверността на данните, представени от „Топлофикация София“ ЕАД следва да се посочи, че представляващите дружеството са представили декларация за истинността на заявените обстоятелства и приложените документи и данни към заявлението за утвърждаване на цени.

2. По отношение на искането за представяне на проектосметна документация с оглед на извършените разходи за ремонти, следва да се има предвид, че дружеството е представило в КЕВР необходимите документи, за обосноваване на своето ценово предложение, а по отношение на извършваните ремонти на топлопреносната мрежа по определени улици и булеварди, следва да се има предвид, че подобна информация се оповестява публично по определен ред, в съответствие с Общите условия за продажба на топлинната енергия на клиенти, от всяко топлофикационно дружество и това е извън предмета на настоящото административно производство.

3. По отношение на направените коментари за Общите условия на „Топлофикация София“ ЕАД следва да се посочи, че повдигнатите въпроси, свързани с определени текстове от „Общите условия за продажба на топлинна енергия за битови нужди от „Топлофикация София“ ЕАД на клиенти в град София“, които са одобрени с Решение № ОУ-1 от 27.06.2016 г. на КЕВР, на основание чл. 150, ал. 1 от ЗЕ, са извън предмета на настоящото административно производство.

4. По отношение на направените твърдения, че „Топлофикация София“ ЕАД не декларира фактурите пред НАП всеки месец, съгласно ЗДДС и ежедневно в дневника на продажбите, следва да се има предвид, че повдигнатите въпроси са извън компетентността на КЕВР, както и извън предмета на настоящото административно производство.

5. По отношение на процедурата по приемане от потребителя на определената от КЕВР пределна цена, следва да се има предвид, че съгласно чл. 36, ал. 1 от НРЦТЕ, в срок до 7 дни след получаването на решенията за утвърждаване на цени топлопреносните предприятия публикуват в средствата за масово осведомяване утвърдените им пределни цени, а съгласно ал. 2 от същата разпоредба новите цени се прилагат считано от датата, посочена в решението на Комисията, в случая считано от 01.07.2023 г. Решението подлежи на публикуване и на официалната интернет страница на КЕВР, в меню „Решения за 2023 г.“. Следва да се има предвид, че информация за приетото от Комисията решение за утвърждаване на цените на енергията се разпространява публично и чрез средствата за

масово осведомяване.

**По време на проведеното на 06.06.2023 г. обществено обсъждане г-жа Мария Асими – гражданка, е представила следното становище:**

Поставя въпрос относно доставянето на фактурите, издавани от „Топлофикация София“ ЕАД, като заявява, че е получила само три фактури за периода 2022-2023 г., поради което не знае каква е сметката, която следва да заплати. На следващо място поставя въпрос за промяна на Общите условия. Придържа се към становището на г-жа Манолова за условно-постоянните разходи на „Топлофикация София“ ЕАД, в размер на 171 294 000 лв., които са завишени с 18,7%, а са били 144 280 хил. лв. миналата година, като според г-жа Асими се получава разлика, която не е вярна, като прави изчисление, че ако се събере 144 млн. с 18,7, не се получава 171. По нататък в изложението си, г-жа Асими представя обща информация по отношение на „Топлофикация София“ ЕАД и взаимоотношенията с нейните клиенти.

**След обсъждане на становището на г-жа Мария Асими, изразено по време на проведеното обществено обсъждане, Комисията счита:**

Подробни съображения за ценообразуващите елементи на цената на топлинната енергия и преференциалната цена и премия на електрическата енергия на „Топлофикация София“ ЕАД са изложени в мотивите на настоящото решение – в общия подход и в частта за „Топлофикация София“ ЕАД. Поставените въпроси относно доставянето на фактури и исканията за промяна на Общите условия са несъотнесими към настоящата административна процедура. При несъгласие с действията на „Топлофикация София“ ЕАД клиентите могат да подават сигнали и жалби до дружеството, а при несъгласие с неговия отговор и до Комисията, при ред и условия, определени в нормативната уредба.

Изказвания по т.2.:

Докладва Б. Паунов. Във връзка с извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство, на дружествата от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.07.2023 г., е проведено открито заседание, дискусиата от което е отразена в Протокол №174 от 01.06.2023 г. На 02.06.2023 г. е проведено закрито заседание, дискусиата от което е отразена в Протокол №179. На 06.06.2023 г. е проведено обществено обсъждане, на което са присъствали граждани и представители на някои институции. В законоустановения срок са постъпили писмени становища и възражения, описани в проекта на решение. Мотивите за тяхното приемане или отхвърляне са отразени подробно. Б. Паунов представи разликата между приетия на 02 юни проект на решение и сега представения на Комисията за утвърждаване.

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД междуременно са предоставили заявление в съответствие с нормативната разпоредба. Тъй като в първия проект на тях им е било отказано да им се определи преференциална цена за електрическа енергия и цена за топлинна енергия от водна пара, вече в съответствие с предоставените документи е изготвена цена за високоефективно комбинирано производство и цена на топлинна енергия от водна пара и е предложена в проекта на решение под номер 27.

И. Н. Иванов каза, че това е допълнение спрямо доклада.

Б. Паунов прочете диспозитива на проекта на решение, което работната група предлага:

I. На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8б, чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 33а, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 и чл. 37 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 24б, чл. 49, ал. 1 и чл. 56 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и Указанията за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при

регулиране чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“, приети с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР, считано от 01.07.2023 г., утвърждава пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, както следва (изписани 31 бр. дружества от сектора).

II. На основание чл. 42, ал. 3 от Наредба № 1 от 14 март 2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия оставя без разглеждане заявление с вх. № Е-14-63-1 от 29.03.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, подадено от „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД, и прекратява административната преписка.

И. Н. Иванов попита каква е причината да се прекрати преписката на „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД.

Б. Паунов отговори, че причината е, че заявлението е било подадено некоректно. Предложената цена за електрическа енергия е била над 13 млн. лв. Работната група е изпратила писмо, че е необходимо да изготвят коректно заявление, но и до момента не е изпратено ново заявление.

И. Н. Иванов каза, че е важно, че Комисията съвсем мотивирано се произнася.

А. Йорданов направи корекция в изчетения проект на решение: Комисията прекратява административното производство по тази преписка, а не прекратява самата преписка. Това А. Йорданов държи да се отрази и в протокола, и в проекта на решение.

Б. Паунов каза, че ще бъде коригирано.

А. Йорданов обясни, че по смисъла на АПК това е административно производство. Дори да се цитира коректно Наредбата, с приоритет в прилагането е Законът.

И. Н. Иванов каза, че корекцията трябва да стане непосредствено след заседанието, в рамките на деня, защото до края на работния ден Комисията трябва да е оповестила, включително на интернет страницата, решенията.

И. Н. Иванов каза, че поради сравнително бързото, на моменти към „свободно падане“ намаляване на цената на природния газ, не в последните седмици, но в продължение на близо два месеца и половина, се е създадо усещане у някои хора, че КЕВР трябва чувствително да намали и цената на топлинната енергия. Решението на Комисията постановява, че цените на топлинната енергия, респективно на топлата вода, запазват своите стойности, защото корекциите от порядъка на 7 – 10 ст. може да се счита, че наистина се запазват стойностите. Истинската причина е, че в изтеклия едногодишен ценови период е имало месеци, в които цената на природния газ е била 6 - 7 пъти по-висока, отколкото е сегашната цена на природния газ, като е постигнала своя апогей през м. септември, когато цената е била 353 лв./MWh. Нека всеки, който търси основание, за да критикува решението на Комисията, да разбере, че през този период топлофикационните дружества са купували природния газ на цената, която Комисията определя ежемесечно, а са фактурирали на потребителите по прогнозната годишна цена на природния газ. По тази причина за този едногодишен ценови период е натрупан недовзет приход в рамките на 260 – 265 млн. лв., от които 205 млн. лв. е недовзет приход от „Топлофикация София“ ЕАД. Това е причината, поради която ценовото решение на Комисията не може да бъде свързано с по-нататъшно намаление на цената на топлинната енергия, защото този недовзет приход се дължи на топлофикация, която е претърпяла такива финансови задължения. С това председателят подкрепя проекта на решение, което се предлага от работната група, с практическо запазване на цената на топлинната енергия и на топлата вода за потребителите, независимо дали са битови или небитови.

И. Н. Иванов установи, че няма други изказвания и подложи на гласуване проекта на решение, прочетен от Б. Паунов.

Предвид гореизложеното,

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

I. На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8б, чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 33а, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 и чл. 37 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 24б, чл. 49, ал. 1 и чл. 56 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и Указанията за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“, приети с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР, считано от 01.07.2023 г., утвърждава пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, както следва:

#### **1. На „Топлофикация София“ ЕАД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 955,92 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 714,94 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 137,93 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 – 133,79 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
  - Необходими годишни приходи – 1 112 194 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 1 091 514 хил. лв., от които условно-постоянни – 156 079 хил. лв. и променливи – 935 435 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 464 713 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 4,45%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 757 993 MWh
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 942 074 MWh.

#### **2. На „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 506,12 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 265,14 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 137,96 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода без ДДС за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 136,96 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
  - Необходими годишни приходи – 147 321 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 135 382 хил. лв., от които условно-постоянни – 28 941 хил. лв. и променливи – 106 441 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 170 798 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 6,99%

- Количество електрическа енергия – 282 870 MWh, в т. ч.:
- от високоефективно комбинирано производство – 269 734 MWh
- без показатели за високоефективно комбинирано производство – 13 136 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 228 689 MWh.

### **3. На „Топлофикация - Плевен“ АД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 560,24 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 319,26 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 96,94 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 117,89 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
  - Необходими годишни приходи – 159 394 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 156 064 хил. лв., от които условно-постоянни – 18 502 хил. лв. и променливи – 137 562 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 49 053 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,79%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 292 500 MWh
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 246 013 MWh
  - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 35 700 MWh.

### **4. На „Топлофикация - Бургас“ АД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 605,38 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 364,40 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 95,20 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 63 734 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 62 187 хил. лв., от които условно-постоянни – 8 989 хил. лв. и променливи – 53 198 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 21 823 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,09%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 102 632 MWh
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 140 773 MWh.

### **5. На „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 519,20 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 278,22 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 136,99 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 36 298 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 33 927 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 031 хил. лв. и променливи – 26 896 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 34 264 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,92%

- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 038 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 61 903 MWh.

#### **6. На „Топлофикация – Враца“ ЕАД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 662,18 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 421,20 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 113,08 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 38 953 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 38 262 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 953 хил. лв. и променливи – 31 309 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 11 024 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,27%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 610 MWh
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 91 950 MWh.

#### **7. На „Топлофикация-ВТ“ АД, гр. Велико Търново**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 672,72 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 431,74 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 131,82 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 15 172 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 14 997 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 304 хил. лв. и променливи – 12 693 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 831 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,18%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 17 245 MWh
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 003 MWh.

#### **8. На „Топлофикация-Разград“ АД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 497,05 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 256,07 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 145,54 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 9 843 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 9 616 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 982 хил. лв. и променливи – 7 634 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 745 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,96%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 145 MWh
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 23 392 MWh.

### **9. На „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 725,58 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 104,27 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
  - Необходими годишни приходи – 1 876 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 839 хил. лв., от които условно-постоянни – 906 хил. лв. и променливи – 933 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 013 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,92%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 019 MWh
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 997 MWh.

### **10. На „Топлофикация Русе“ АД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 601,19 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 360,21 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 105,57 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 133,25 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
  - Необходими годишни приходи – 165 723 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 162 040 хил. лв., от които условно-постоянни – 27 948 хил. лв. и променливи – 134 092 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 62 425 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,90%
  - Електрическа енергия – 216 243 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 215 000 MWh
  - от некомбинирано производство – 1 243 MWh
  - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 5 182 MWh
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 307 933 MWh.

### **11. На „Топлофикация - Перник“ АД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 572,25 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 331,27 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 115,94 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 67,79 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
  - Необходими годишни приходи – 205 915 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 201 908 хил. лв., от които условно-постоянни – 26 170 хил. лв. и променливи 175 738 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 85 803 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 4,67%.
  - Електрическа енергия – 248 436 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 232 936 MWh;
  - от нискоефективно комбинирано производство – 15 500 MWh;



- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 284 164 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 399 960 MWh.

### **12. На „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 643,37 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 402,39 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 104,19 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 97,95 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
  - Необходими годишни приходи – 114 481 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 112 764 хил. лв., от които условно-постоянни – 18 540 хил. лв. и променливи – 94 225 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 31 961 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,37%
  - Електрическа енергия – 135 334 MWh
  - от високоефективно комбинирано производство – 132 751 MWh
  - от нискоефективно производство – 2 584 MWh
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 112 482 MWh
  - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 140 176 MWh.

### **13. На „Топлофикация - Габрово“ ЕАД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 611,71 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 370,73 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 138,00 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 9 202 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 9 109 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 055 хил. лв. и променливи – 6 054 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 366 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,83%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 000 MWh
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 25 380 MWh.

### **14. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД**

1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 59,37 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
  - Необходими годишни приходи – 5 097 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 036 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 873 хил. лв. и променливи – 163 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 10 781 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 0,56%
  - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 85 171 MWh.

### **15. На „КОГРИЙН“ ООД - гр. Първомай**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 424,26 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 183,28 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС – 140,97 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 17 682 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 16 938 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 062 хил. лв. и променливи – 9 876 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 13 921 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.

#### **16. На „Оранжеви Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжевия 200 дка“**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 454,24 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 213,26 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
  - Необходими годишни приходи – 12 152 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 11 698 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 005 хил. лв. и променливи – 7 693 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 7 238 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,27%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 160 MWh.

#### **17. На „Оранжеви Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжевия 500 дка“**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 380,15 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 139,17 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
  - Необходими годишни приходи – 7 613 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 7 423 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 635 хил. лв. и променливи – 4 788 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 082 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,64%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 199 MWh.

#### **18. На „Оранжеви Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжевия Левски“**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 424,93 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 183,95 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
  - Необходими годишни приходи – 4 633 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 562 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 849 хил. лв. и променливи – 2 713 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 3 520 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 2,00%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано

производство – 7 899 MWh.

### **19. На „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 384,89 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 143,91 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
  - Необходими годишни приходи – 10 026 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 9 738 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 785 хил. лв. и променливи – 6 953 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 5 859 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,42%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 900 MWh.

### **20. На ЧЗП „Румяна Величкова“**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 392,18 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 151,20 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 112,53 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 2 821 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 676 хил. лв., от които условно-постоянни – 534 хил. лв. и променливи – 2 142 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 765 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 8,24%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 700 MWh.

### **21. На „Алт Ко“ ООД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 271,60 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 30,62 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
  - Необходими годишни приходи – 3 901 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 837 хил. лв., от които условно-постоянни – 853 хил. лв. и променливи – 2 984 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 396 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,58%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 350 MWh.

### **22. На „Брикел“ ЕАД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 455,25 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 214,27 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 100,60 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 173 603 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 168 214 хил. лв., от които условно-постоянни – 34 957 хил. лв. и

- променливи – 133 258 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 106 502 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 5,06%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 200 000 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 10 783 MWh.

### **23. На „Солвей Соди“ АД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 563,18 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 322,20 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 76,86 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 321 475 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 314 756 хил. лв., от които условно-постоянни – 36 813 хил. лв. и променливи – 277 943 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 143 550 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,68%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 181 437 MWh;
  - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 853 288 MWh.

### **24. На „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 418, 83 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 177,85 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 175,20 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 24 254 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 23 924 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 815 хил. лв. и променливи – 17 109 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 7 050 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,68%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 500 MWh
  - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 125 282 MWh.

### **25. На „Декотекс“ АД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 395,78 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 154,80 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 182,28 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 182,28 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
  - Необходими годишни приходи – 3 296 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 131 хил. лв., от които условно-постоянни – 917 хил. лв. и променливи – 2 214 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 3 431 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 4,79%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 888 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 4 069 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 948 MWh.

## **26. На „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 354,62 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 113,64 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 163,56 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 155,87 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
  - Необходими годишни приходи – 6 091 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 5 934 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и променливи – 4 268 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 2 018 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.

## **27. На „Овердрайв“ АД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 518,90 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
  - Необходими годишни приходи – 1 008 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 982 хил. лв., от които условно-постоянни – 289 хил. лв. и променливи – 693 хил. лв.;
    - Регулаторна база на активите – 327 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 7,78%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 000 MWh.

## **28. На „МБАЛ – Търговище“ АД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 1 098,66 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
  - Необходими годишни приходи – 275 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 241 хил. лв., от които условно-постоянни – 160 хил. лв. и променливи – 81 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 615 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 5,56%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 113 MWh.

## **29. На „Нова Пауър“ ЕООД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 373,12 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 132,14 лв./MWh;

3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 648 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 1 558 хил. лв., от които условно-постоянни – 535 хил. лв. и променливи – 1 023 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 1 212 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 7,44%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 377 MWh
- Количество топлинна енергия с гореща вода – 3 093 MWh.

### **30. На „Оранжерии Петров дол“ ООД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 346,94 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 105,96 лв./MWh;

3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 4 094 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 4 084 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 387 хил. лв. и променливи – 2 697 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 277 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,38%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 141 MWh.

### **31. На „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 380,98 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 140,00 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 40,00 лв./MWh;

4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 37,68 лв./MWh;

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

- Необходими годишни приходи – 460 390 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 445 111 хил. лв., от които условно-постоянни – 69 082 хил. лв. и променливи – 376 029 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 199 208 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 7,67%
- Електрическа енергия – 1 164 000 MWh
- от високоефективно комбинирано производство – 219 000 MWh.
- от невисокоефективно производство – 945 000 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 184 000 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 254 000 MWh.

**II. На основание чл. 42, ал. 3 от Наредба № 1 от 14 март 2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия оставя без разглеждане заявление с вх. № Е-14-63-1 от 29.03.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, подадено от „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД, и прекратява административното производство.**

В заседанието по точка втора В заседанието по точка първа участват

председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Александър Йорданов и Благой Голубарев.

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

*А. Йорданов предложи да се направи пауза до приключване на работата по проекта на решение и заседанието да продължи в 11:00 ч.*

*Пауза. Закритото заседание продължи в 11:15 ч.*

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

Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) ежегодно до 30 юни определя преференциални цени за изкупуването на електрическата енергия от възобновяеми източници (ВИ), произведена от енергийни обекти с обща инсталирана мощност, по-малка от 500 kW - чл. 6, т. 1 във връзка с чл. 32, ал. 1, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ). Разпоредбата на чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ подробно посочва критериите и ценообразуващите фактори, които се отчитат при определяне на преференциалните цени при условията и по реда на Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

Според §54 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ), обн., ДВ, бр. 17 от 2015 г., част от насърченията за производство на електрическа енергия от ВИ, в това число и определянето на преференциална цена за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВИ, не се прилагат за енергийните обекти за производство на електрическа енергия от ВИ, които са въведени в експлоатация след влизането в сила на ЗИД на ЗЕ – 06.03.2015 г., с изключение на обектите по чл. 24, т. 1 и т. 3 от ЗЕВИ. В тази връзка по силата на §20 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ), обн., ДВ, бр. 56 от 2015 г., преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВИ, не се прилагат за енергийните обекти за производство на електрическа енергия от ВИ по чл. 24, т. 3 от ЗЕВИ, които са въведени в експлоатация след 1 януари 2016 г.

Въз основа на гореизложеното, КЕВР следва да определи преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВИ, за енергийните обекти по чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ, а именно: с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии.

На следващо място, съгласно изискванията на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, КЕВР ежегодно до 30 юни, актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи – разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорт и разходи за труд и работна заплата. Съгласно чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ

коэффициентът, отразяващ изменението на стойността на ценообразуващите елементи, се определя като произведение от: изменението на разходите за суровина за производство на електрическа енергия от биомаса, на разходите за горива за транспорта, необходими за доставка на суровината за производство на електрическа енергия, и на разходите за труд и работна заплата, необходими за добиването и обработката на суровината за производство на електрическа енергия и производство на електрическа енергия от ВИ, изразено в проценти, и дела на съответния ценообразуващ елемент от общите разходи, изразен в проценти. Процентът на изменение на разходите за суровините за производство на електрическа енергия от биомаса се определя, като се вземат предвид определените и обявени от министъра на земеделието годишни индекси за изменение на цените на тези суровини (чл. 32, ал. 6 от ЗЕВИ). Процентът на изменение на разходите за горива за транспорта се определя въз основа на средната пазарна цена на съответния ценообразуващ елемент за предходната отчетна година – чл. 32, ал. 7 от ЗЕВИ. Процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата се определя въз основа на данните от Националния статистически институт (НСИ) за изменението на средната работна заплата за предходната календарна година – чл. 32, ал. 8 от ЗЕВИ.

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

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

В тази връзка, за целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от ВИ, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове ВИ и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

Със Заповед № 3-Е-145 от 12.04.2023 г. на председателя на КЕВР е създадена работна група със задача да извърши анализ на данните и документите, свързани с определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и актуализирането на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса. В тази връзка е изготвен доклад с вх. № Е-Дк-662 от 22.05.2023 г., който е приет от Комисията с решение по т. 1 от Протокол № 169 от 26.05.2023 г. Със същото решение КЕВР е приела и проект на решение относно определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW. В изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 1 от ЗЕ проектът на решение е подложен на обществено обсъждане, което е проведено на 31.05.2023 г. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ от заинтересованите лица, са постъпили становища, както следва:

**1. Становища с вх. № Е-12-00-277 от 30.05.2023 г. и с вх. № Е-12-00-361 от 16.06.2023 г. от „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-279 от 30.05.2023 г. от „Би Си Ай Казанлък 2“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-280 от 30.05.2023 г. от „Би Си Ай**



**Казанлък 8“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-276 от 30.05.2023 г. от „Би Си Ай Казанлък 9“ ЕООД и с вх. № Е-12-00-278 от 30.05.2023 г. от „Би Си Ай Казанлък 10“ ЕООД**

Горните дружества посочват, че при определянето на премии за производители на енергия от ВИ по чл. 32 от ЗЕВИ, КЕВР следва да определи среднопретеглени пазарни цени за следващия регулаторен период за електрическа енергия, произведена от ВИ и продавана на свободен пазар (чрез „Българска независима енергийна борса“ ЕАД - БНЕБ ЕАД) от различните категории производители. В тази връзка дружествата обръщат внимание, че при определяне на размера на пазарните цени с хоризонт от една година, КЕВР следва да анализира пазарните тенденции, като отчита всички фактори водещи до изменение на борсовите цени, както и цените за минали периоди, прилагайки принципите по чл. 31 от ЗЕ.

Дружествата подчертават, че Комисията използва данни за цените на фотоволтаичните модули от 2021 г. и 2022 г., като заявяват, че практически всички производители на енергия от ВИ, получаващи премии са направили своите инвестиции в много по-ранен период. В този смисъл, от дружествата считат за нереалистично съпоставянето на цена за фотоволтаичен модул, произведен през 2022 г., с такъв произведен между 2011/2012 г., като заявяват, че в анализа си КЕВР не отчита по никакъв начин стойността на съоръженията за присъединяване, която е значителна част от стойността на инвестицията. В допълнение дружествата заявяват, че КЕВР не провежда анализ на пазарните цени и експлоатационните разходи между поликристални и монокристални фотоволтаични модули.

На следващо място, дружествата обръщат внимание, че в анализа си КЕВР приема, че средногодишната инфлация за регулаторния период е 2%. В тази връзка посочват, че при преглед на данните на НСИ за последните 10 г. е видно, че средногодишният размер на инфлацията за целия десетгодишен период е поне два пъти по-висок. В допълнение обръщат внимание, че Европейската централна банка прогнозира инфлация за 2023 г. в Еврзоната в размер на 5,3%, а прогнозата на Българска народна банка за инфлацията в България е 7%. В тази връзка дружествата считат за нереалистични заложените от Комисията 2% инфлация за целия регулаторен период, тъй като не почиват на исторически данни или на реалистичен макроикономически анализ.

Според дружествата при определяне на процента на експлоатационните разходи, КЕВР не представя анализ, като считат че значителното увеличаване на разходите за труд, би следвало да доведе до изменение.

Също така дружествата считат, че КЕВР прилага превратно разпоредба на чл. 37а, Наредба № 1 от 14 март 2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ), тъй като чрез БНЕБ ЕАД не се осъществяват форуърдни сделки и не е констатирано дали на регионални борси се извършват такива. В тази връзка посочват, че КЕВР използва данни за извършени фючърсни сделки, но без да отчита съществените различия между двата вида финансови инструменти. В допълнение, посочват, че чрез БНЕБ ЕАД не се извършват пълноценни фючърсни сделки, доколкото последните предполагат наличието на клирингова къща, а към БНЕБ ЕАД няма такава. Поради изложеното, считат за невярно становището на КЕВР, че фючърсните сделки хеджират риска. Дружествата посочват също и, че в практиката се приема, че фючърсните сделки, за разлика от форуърдните, са по същество спекулативни и високорискови.

По отношение на приетото от КЕВР, че цените на електрическата енергия зависят от цените на природния газ от дружествата обръщат внимание, че – през изминалата зима се доказа, че Европейския съюз, вкл. и България не е зависим от руските суровини и може да функционира и без тях. Освен това посочват и, че поради количествата достъпен втечен природен газ и конкретно достъпа на страната до добит в Азербайджан газ, цените на природния газустойчиво намаляват от миналата есен и към момента са на рекордно ниско ниво. „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД допълва, че през м. март 2023 г. фючърсите за април на нидерландския индекс TTF са се понижали до 45 евро/MWh, като

посочват че е това е най-ниското ниво от август 2021 г.

Дружествата считат и, че при изготвяне на анализа си, КЕВР не е отчетла всички изисквания, по чл. 32, ал. 2, ЗЕВИ, а именно тези по т. 3, т. 5, т. 8. В тази връзка заявяват, че предложението на КЕВР за средно претеглената референтна пазарна цена за регулаторния период 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г. в размер на 256,37 лв./MWh е необосновано. Според дружествата няма никакви индикации, че търсенето на електрическа енергия ще се увеличи до степен, която да обоснове толкова висока средна цена. В допълнение посочват, че тенденциите от последните месеци са за значително понижение на цените, на база налични данни за единадесет от дванадесетте месеца на текущия регулаторен период, които по-адекватно отразяват тенденциите за цените на електрическата енергия.

При извършен анализ от дружествата, същите посочват, че на база разгледаните данни е видна тенденцията за спад на цената на електрическата енергия, като цената от началото на годината до момента е под предложената от КЕВР средна цена.

Дружествата считат, че така определената средно претеглена референтна пазарна цена не отчита настоящите икономически реалности, и не може да се определи като „пазарна“. В допълнение, дружествата заявяват, че както в ЗЕ, така и на ЗЕВИ е посочено че основна функция на КЕВР е да определи справедлива пазарна цена, а за да е справедлива цената, то тя следва да е реална.

Поради изложеното, според дружествата, определянето на изкуствено завишена референтна цена, респективно изкуствено занижен размер на дължимата премия, ще постави под сериозен натиск всички производители на енергия от ВИ и ще внесе за пореден път несигурност в система, обект на многобройни реформи в последните години. В тази връзка, считат че това може да рефлектира и върху търговските банки, кредитори на производителите на енергия от ВИ, които неминуемо ще изразят тревога от драстично занижените приходи на своите клиенти. В допълнение, считат, че начина на определяне на прогнозната пазарна цена би довел до противоречие с целта и концепцията на Националния план за възстановяване и устойчивост, от който страната би могла да получи около 6,3 млрд. евро. В тази връзка посочват, че голяма част от средствата по плана за възстановяване ще бъдат обвързани към преминаване към нисковъглеродна икономика, поради което би било трудно обясним натиска именно ВИ производителите. Дружествата считат, че секторът за пореден път е обект на дискриминационни регулаторни практики, като посочват, че подобно антипазарно поведение създава огромна несигурност и противоречи на принципите на административното производство.

В обобщение, дружествата заявяват, че приемането на решението, ще се отрази в загуба на част от очакваните приходи, което ще създаде невъзможност за по-нататъшни инвестиции за изграждане на нови мощности и за по-ефективното използване на съществуващите.

#### **Комисията приема горните становища за неоснователни.**

Във връзка с твърденията на дружествата, че е нереалистично в анализа си Комисията да извършва съпоставка на цената за фотоволтаичния модул произведен през 2022 г., с такъв произведен между 2011/2012 г., както и че Комисията не отчита по никакъв начин стойността на съоръженията за присъединяване и не провежда анализ на пазарните цени и експлоатационните разходи между поликристални и монокристални фотоволтаични модули, следва да се има предвид че:

КЕВР не е извършвала анализ на данни за 2022 г. спрямо 2012 г., като по отношение на инвестиционните разходи на база цитираните източници е извършен анализ за развитието на фотоволтаичните модули на европейския пазар през последните години, с отчитане, както на движението на пазара по отношение на цената на фотоволтаичния панел, така и на инвестиционните разходи за изграждане на нови соларни паркове в страните членки на Европейския съюз.

В тази връзка следва да се има предвид, че в анализа си Комисията е отчетла всички разходи съпътстващи инвестиционният процес при формиране стойността на инвестицията, както и изложените данни в анализите на използваните международни източници, а именно че размера на инвестиционните разходи за такъв тип централи към месец май 2023 г. е на нивото от 2021 г., в т. ч. и данни от оферти за изграждане на инсталации в България на фотоволтаични електрически централи (ФТЕЦ) с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително, като в тези оферти са включени и разходи за монтаж и присъединяване поради, което размера на инвестиционните разходи, както и препратката към 2021 г. са обосновани.

**В тази връзка, следва да се има предвид и че извършеният анализ касае само нови инвестиционни проекти за изграждане на ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително, съгласно изискванията на чл. 32, ал. 1 във връзка с чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ.**

По отношение на твърденията на дружествата, че Комисията не отчита по никакъв начин стойността на съоръженията за присъединяване, както и че не провежда анализ на пазарните цени и експлоатационните разходи между поликристални и монокристални фотоволтаични модули, следва да се има предвид, че експлоатационните разходи са определени като процент от инвестиционните разходи. В тази връзка, следва да се има предвид, че в раздел I. „Общи принципи при определянето на преференциалните цени“ и раздел II. „Ценообразуващи елементи, които следва да бъдат отчетени при определяне на цените на електрическата енергия, произведена от ВИ“ от проекта на решение подробно са описани основните фактори, използвани за определяне на нивото на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от ВИ, включително присъединяването. В допълнение, следва да се има предвид, че КЕВР няма задължение да провежда анализ на пазарните цени и експлоатационните разходи между поликристални и монокристални фотоволтаични модули, но данни за същите се съдържат в посочените от Комисията източници. Предвид горното, Комисията няма задължение да извършва анализ на индивидуален инвестиционен проект, включително по отношение на това дали дадено дружество ще използва при изграждането на своята електрическа централа поликристални и монокристални фотоволтаични модули.

По отношение на възраженията касаещи средногодишната инфлация за регулаторния период в размер на 2%, следва да се има предвид че корекция до отчетеното ниво през базисната година не следва да бъде извършена, тъй като цената е определена за дълъг период от време, през който има изменения в инфлационните процеси, както в посока нагоре, така и в посока надолу, поради което отчетената средногодишната инфлация за 2022 г. по данни на НСИ в размер от 15,3% (средногодишен ИПЦ, предходната година) в този смисъл е неприложима.

В тази връзка е обосновано за корекция на експлоатационните разходи, необходими за производство на електрическа енергия от ВИ за целия период на задължително изкупуване на електрическата енергия при образуването на цени за производители на електрическа енергия от ВИ да бъде приложена прогнозна средна инфлация от 2% годишно.

По отношение на твърденията, че при изготвяне на анализа си, КЕВР не е отчетла всички изисквания, по смисъла на чл. 32, ал. 2, ЗЕВИ, а именно т. 3, т. 5, т. 8, следва да се има предвид, че Комисията при определяне на преференциалните цени за изкупуване на електрическата енергия произведена от ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии е извършила анализ на ценообразуващите елементи, съгласно изискванията на ЗЕВИ, включително и по отношение на: структурата на капитала и на инвестицията, разходите, свързани с висока степен на опазване на околната среда и разходите за труд и работна заплата, в

съответствие с данните съдържащи се в цитираните от КЕВР източници на информация.

По отношение на твърденията, че е невярно становището на КЕВР, че фючърните сделки хеджират риска, Комисията счита, че такива твърдения са необективни. Фючърната сделка представлява срочна борсова сделка, по която страните поемат задължение за покупко-продажба на определен вид стока на предварително определена дата или за период по цена, определена в деня на сключване на фючърната сделка. По този начин страните си гарантират уговорената цена за бъдещата дата/целия период, за който е сключена сделката, т.е. хеджират риска от волатилността на пазара. В своето становище дружествата твърдят, че КЕВР прилага превратно разпоредба на чл. 37а от НРЦЕЕ, тъй като чрез БНЕБ ЕАД не се осъществяват форуърдни сделки, но същевременно не е констатирано дали на регионални борси се извършват такива. В тази връзка следва да се вземе предвид, че дългосрочните продукти търгувани на всички регионални борси отразяват до голяма степен фючърите за съответния период на сделката към деня на провеждане на търга или борсовата сесия/сесията на брокерския екран при непрекъснатата търговия.

По отношение на възраженията за отражението на цената на природния газ, дружествата не отчитат обстоятелството, че цената на електрическата енергия в страната зависи от цените на регионалните пазари (предвид факта, че България е нетен износител), които от своя страна се влияят от цените на европейските газови борси, в т.ч. и газовите фючърси.

По отношение на твърденията на дружествата, че определената прогнозна пазарна цена не отчита настоящите икономически реалности, следва да се има предвид, че КЕВР определя прогнозна пазарна цена за базов товар за периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. по реда на чл. 37а, ал 1 от НРЦЕЕ, като отчита българските фючърси на Европейската енергийна борса – EEX<sup>3</sup> (European Energy Exchange), съпоставени с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърните сделки на HUDEX<sup>4</sup>.

По отношение на твърденията, че е определена изкуствено завишена референтна цена, респективно изкуствено занижен размер на дължимата премия, както и по искането референтната цена да се определи при отчитане нивата на фючърните сделки към момент максимално близък до момента, в който КЕВР ще постанови решението, следва да се има предвид, че Комисията е използвала актуални данни към 19.06.2023 г., като по-горе е представен анализ на динамиката на пазарите на фючърси за последните два месеца.

## **2. Становище с вх. № Е-04-98-1 от 05.06.2023 г. от Българска ветроенергийна асоциация (БГВЕА, Асоциацията):**

Българска ветроенергийна асоциация заявява, че е съгласна с начина на изчисляване и анализа за определяне на годишната прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. - 30.06.2023 г., както и с прогнозната пазарна цена за производство на електрическа енергия от вятър. В тази връзка БГВЕА отбелязва, че се наблюдава значително изменение на данните за цените на фючърните сделки, използвани от Комисията за изчисляване на прогнозната годишна пазарна цена за базов товар, като посочват, че цената на фючърите динамично се променя с тенденция на понижение. В допълнение от Асоциацията заявяват, че са проследили изменението на цените на фючърите за второто полугодие на 2023 г. и първото полугодие на 2024 г., спрямо датите 15 май 2023 г. и 31 май 2023 г. (средни цени на фючърите за H2/2023 и H1/2024, относително изменение на цените спрямо 15 май 2023 г. - 31 май 2023 г.) и са изчислили Q3 и Q4 за българския пазар (IBEX) по аналогия с изчисленията в приетия от КЕВР доклад, а именно като е пресметната девиацията спрямо унгарския фючърс, вариращ

---

<sup>3</sup> <http://www.eex.com>

<sup>4</sup> <https://hudex.hu>

между 7,00 евро/MWh и 7,50 евро/MWh. В резултат на това изчисление БГВЕА посочва, че към края на месеца се наблюдава понижение на цената на фючърсите с почти 13% спрямо средата на месеца.

От БГВЕА обръщат внимание също, че към датата на изготвяне на анализа от КЕВР на БНЕБ ЕАД не са били налични данни за сделки за трето и четвърто тримесечие на 2023 г., а към момента вече има сключена сделка за третото тримесечие на 2023 г. на пазарен сегмент „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД. В тази връзка от Асоциацията считат, че това следва да се вземе предвид при изчисляването на прогнозната годишна пазарна цена за базов товар, тъй като сделките, сключени на БНЕБ ЕАД отразяват приблизително най-точно очакванията на пазарните участници за тенденцията на цените на българския електроенергиен пазар.

От БГВЕА отбелязват, че при запазване на тенденцията за понижаване на цената, към средата на месец юни 2023 г. изменението може да достигне дори по-голям процент спрямо средата на м. май 2023 г., което считат, че трябва да бъде отчетено в решението на КЕВР за утвърждаване на прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г. В тази връзка, БГВЕА посочва, че предвид динамичното изменение на пазара, очаква КЕВР да направи преизчисление на прогнозната годишна пазарна цена, като се вземат предвид данните за цените на фючърсите от дата максимално близо до датата на стартиране на новия ценови период, а именно 1 юли 2023 г.

**Комисията приема възражението за неоснователно.** Действително към момента на изготвяне на становището на БГВЕА се наблюдава тенденция към значително понижаване на цените на фючърсите относими към българския пазар, но следва да се отчете и непрекъснатата динамичност на цените на фючърсите, като към настоящия момент отново се наблюдава повишаване на цените, както е отразено в анализа по-долу.

### **3. Становище с вх. № Е-13-266-1 от 06.06.2023 г. от „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД**

Дружеството заявява, че посоченият от КЕВР коефициент по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорт и разходи за труд и работна заплата, умножени със съответните индекси на изменение, а съгласно чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ този коефициент следва да отразява изменението на стойността на разходите на ценообразуващите елементи. Дружеството счита за неправилно прилагането на процента на изменение на разходите, посочен от НСИ и от министъра на земеделието към тяхната относителна тежест във формулата, а не към стойността на отделните елементи.

Дружеството допълва също, че съгласно чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ коефициента се определя като произведение, а не като сбор, както е предвидено в проекта на решение, и че това са две различни математически действия, от които се получават и различни резултати.

В допълнение дружеството посочва, че във формулата (при изчисляване на коефициента по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ) са използвани стойности, който не кореспондират със стойностите на относителната тежест на елементите, описани като част от експлоатационните разходи. По тази причина дружеството счита, че са използвани различни стойности. Дружеството заявява, че няма обяснение на какво се дължат тези разлики, поради което е невъзможно да даде становище относно правилността на изчисленията. В тази връзка, счита, че са налице изчисления въз основа на произволни данни, без връзка с обосновките, дадени в текста на проекта на решение.

Според „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, полученият коефициент, който е неправилно изчислен, не е приложен към коректна базисна стойност, тъй като не е посочено коя е стойността, която се актуализира и по този начин е напълно неясно как са се получили стойностите на преференциалната цена в проекта на решение.

Според дружеството, съгласно чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ с получения съгласно чл. 32, ал. 5 коефициент се актуализира „преференциалната цена“, а не отделни нейни елементи. В тази връзка счита, че определеният коефициент следва да се приложи към цялата стойност на преференциалната цена, определена от КЕВР с предходни решения - в случая това може да бъде Решение № Ц-19 от 2013 г. и Решение № Ц-17 от 2022 г. Поради това, „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД счита, че коефициентът за актуализация следва да се приложи към стойността на преференциалната цена, определена с Решение № Ц-17 от 2022 г., но от проекта на решение не става ясно към каква базисна стойност е приложен изчисленият коефициент.

Предвид горното, „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД предлага различно изчисление, а именно коефициента, посочен на стр. 18 от проекта за решение да се приложи към стойността на преференциалната цена, определена с Решение Ц-17 от 2022 г., т.е. цената би следвало да е 347,25 лв. (297,30 лв. умножено по 16,8%, което по изчисления на дружеството прави увеличение на цената с 49,95 лв.).

Според дружеството, вместо с коефициентът да бъде актуализирана преференциалната цена, той е приложен спрямо отделни ценови елементи от преференциалната цена.

Според „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, възвръщаемостта на капитала не е разход, поради което коефициентът не следва да се прилага спрямо този елемент.

„Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД отбелязва, че съгласно чл. 32 от ЗЕВИ като ценообразуващи елементи се посочват „разходи“ за суровини, за труд и за транспорт, като счита, че КЕВР в досегашната си практика неправилно тълкува понятието „разходи“ само като „цена“, особено по отношение на разходите за суровини. Според дружеството, в понятието „разход“ следва да се включва и количеството суровина, което зависи от нейния вид, влажност и други съществени елементи. В допълнение дружеството посочва, че количеството суровина, използвана за производство на електроенергия от биомаса зависи и от броя часове на работа на централите, от техния коефициент на полезно действие (КПД), от използваната енергия за собствени нужди и т.н.

По отношение на останалите ценообразуващи елементи дружеството посочва, че в проекта на решение не се съдържат данни за същите, заложиени в ценовия модел.

По отношение на заложената в ценовия модел инсталирана електрическа мощност в размер на 2 500 kW дружеството твърди, че същата е неправилно определена, предвид факта, че експлоатационните разходи във формулата са посочени за производството на електрическа енергия за 1 MW и цената се определя също не за 2,5 MW, а за 1 MW, което според дружеството води до занижение с повече от 10% в размера на определената цена.

По отношение на заложените в ценовия модел стойности на влажност, съответно калоричност на суровината дружеството посочва, че същите са варирали през последните години, като в последните ценови решения е заложиено 2 600 kcal/kg. Дружеството заявява, че това е калоричност, която може да се постигне при суха дървесина с коректно заложиената от КЕВР влажност от 15%. „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД посочва, че дървесните остатъци и отпадъци са капази, изрезки и др. отпадъци от дърводобива и дървообработването, които са с ниска калорична стойност и висока влага. По изчисления на дружеството, в този вид суровина има водно съдържание (влажност) около 50% (т.е. повече от 3 пъти по-висока от приетата от КЕВР), а енергийната калоричност е около 1 200 kcal/kg. (т.е. повече от два пъти по-ниска от приетата от КЕВР).

Предвид гореизложеното дружеството прави извод, че в ценовия модел, прилаган за сегмента директно изгаряне на дървесни остатъци и дървесни отпадъци, е приложен друг модел - изгаряне на високо-енергийно гориво (пелети или чиста суха дървесина). В допълнение „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД посочва, че ползва прясна отпадна дървесина, като в инвестицията и експлоатационните разходи (съответно нормата на възвръщаемост) не са предвидили инсталации за допълнително сушене.

По отношение на заложените в ценовия модел пълни ефективни работни часове в размер на 7 000 часа „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД посочва, че максималната продължителност на работа на централи от типа като тази на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД се намалява до средно 5600 ефективни часа при отчитане на различни фактори (аварийни ситуации, профилактика, вътрешна консумация) Според дружеството производител е налице противоречие при залаганите от КЕВР параметри при определяне на цената, като посочва, че ако в ценовия модел се залага производство от 5 400 kWh, то преференциалната цена следва да е по-висока, за да се осигури предвидената норма на възвръщаемост на капитала.

По отношение на заложената в ценовия модел електрическа ефективност, дружеството посочва, че в ценовия модел на КЕВР е заложена електрическа ефективност от 24%, като общото КПД на инсталацията на централа от вида като тази на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД е 16-18%. Дружеството заявява, че дори да се приеме, че КПД на централата е по-голямо, по изчисления на дружеството по отношение на разходите за суровина за производството на 1 MWh енергия, са необходими приблизително 4 тона суровина.

По отношение на експлоатационните разходи, дружеството посочва, че в проекта на решение е отразено, че експлоатационните разходи са 195,71 лв./MWh, като в тези разходи влизат разходи за ремонт, за работни заплати, за горива за транспорт на суровини и разходите за суровини. Според дружеството експлоатационните разходи са пресметнати некоректно, като не е съобразено, че за производството на 1 MWh енергия са необходими 4 тона суровина. По изчисление на дружеството цената на суровината като част от експлоатационните разходи следва да е приблизително 330,00 лв./MWh.

По отношение на определянето на прогнозна цена и премии.

„Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД възразява срещу извършения подход, при определянето на пазарната цена за производство на електрическа енергия, произведена от биомаса при извършена симулация с участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД. Дружеството посочва, че определената пазарна цена за целия сектор на производители на електрическа енергия от биомаса, въз основа на анализ само за един участник се обосновават на данни, които са непълни поради, което счита че определянето на преференциалната цена е незаконосъобразно.

Дружеството посочва, че в Р България има и други производители на електрическа енергия от биомаса, като един от тях е и „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД. Според дружеството централите, произвеждащи електрическа енергия от биомаса са малко на брой, поради което счита, че КЕВР следва да извърши симулация с участието на всички централи и така да получи реални осреднени данни. Дружеството подчертава, че централата на „Монди Стамболийски“ ЕАД, използвана за симулацията, е вътрешнозаводска централа, която е с различен цикъл на производство от другите централи на биомаса и използва различен тип суровина - отпадъчна биомаса от производството си, като само за част от производството на електрическа енергия използва суровина като другите централи на биомаса.

Дружеството заявява, че подходът за определяне на групови цени е коректно използван при определяне на премията за другите групи производител - от слънчева, вятърна енергия и ВЕЦ, като посочва, че Комисията следва да използва същия подход и при определяне на премията и за централите произвеждащи електрическа енергия от биомаса.

Според дружеството при определяне на груповия коефициент, КЕВР не е отчела спецификите за производители на електрическа енергия от биомаса. Дружеството счита, че не е взето предвид, както при вятърните централи, че централите за производство на електрическа енергия от биомаса имат 24-часов работен цикъл, като произвеждат и продават енергия и в период, в който търсенето е значително по-малко, съответно цената е по-ниска. Дружеството счита, че не е взето предвид, че за ценовия период 01.07.2023 г.-

30.06.2024 г. производителите ще продават произведената енергия по цени на БНЕБ ЕАД, където цените в часовете off-peak и в неработни дни (събота, неделя и празници) са значително по-ниски.

**Комисията счита горните възражения за неоснователни.**

**По отношение на становището във връзка с актуализирането на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от електрически централи, работещи на биомаса:**

Възраженията, че коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ не е приложен към стойността на отделните елементи, а към тяхната относителна тежест във формулата, са неоснователни, тъй като при изчисляването на коефициента в изчислителната формула е получена стойност, равна на сбора от произведенията на относителните дялове на съответния разход и процентите на изменение на разходите, предоставени от НСИ и министъра на земеделието. Полученият общ коефициент е приложен към стойността на отделните елементи, следователно същият е отразен при актуализирането на преференциалната цена.

Неразбирането от страна на дружеството по отношение на текста касаещ коефициента по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, а именно: „коефициента се изчислява като сбор от произведенията.....“, следва да се има предвид, че според математическите правила винаги се извършват първо аритметическите действия умножение и/или деление, а след това - събиране и изваждане. В конкретния случай според формулата на изчисление на коефициента следва да се извършат аритметическите действия умножение и събиране, поради което, за да се установи общия размер на коефициента следва при спазване на посочените математически правила първо се извършва умножение на относителните дялове на отделните разходи със съответните им индекси на изменение и след това събиране на получени нови стойности на отделните разходи. Поради изложеното, твърдението на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, че се извършва действие „сбор“, а не „произведение“ е неправилно, тъй като във формулата за изчисляване на коефициента по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ се прилагат две различни математически действия при описаните по-горе математически правила.

Твърденията, че с горепосочения коефициент следва да се актуализира преференциалната цена, а не отделните ценови елементи, са неоснователни, тъй като не е в съответствие с изискванията на чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ.

По отношение на твърденията на дружеството, че стойностите използвани във формулата при изчисляване на коефициента по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ не кореспондират с тези описани в частта на общата стойност на експлоатационните разходи, следва да се има предвид, че процентите на относителните дялове използвани във формулата при изчисляване на коефициента по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, представляват относителните дялове на отделните разходи спрямо общия размер на необходимите годишни приходи. В частта по т. 1 на стр. 17 и на стр. 18, в т.ч.: по т.1.1 - т.1.4. е изчислен размера на отделните разходи, като относителен дял спрямо общата стойност на експлоатационните разходи, които участват при формирането на преференциалната цена, поради което е обосновано едни и същи разходни пера да са с различен дял, а именно: отделните разходи да са с по-голям дял спрямо общата стойност на експлоатационните разходи, в сравнение с относителните им дялове спрямо общата стойност на отделните разходи участващи при формирането на преференциалната цена. Това е така, тъй като експлоатационните разходи са един от трите ценообразуващи елемента (експлоатационни разходи, разходи за амортизации и възвръщаемост). В тази връзка направеният от дружеството изчислителен анализ на разходните пера и техните относителни дялове е неправилен.

Следва да се има предвид също, че общите разходи, които се включват в състава на преференциалните цени са: условно-постоянни разходи - разходи за труд и работна



заплата, разходи за амортизации, разходи за ремонт и други разходи и променливи разходи - разходи за суровини и разходи за горива за транспорт, като тези разходи, съгласно НРЦЕЕ са част от необходимите годишни приходи. Последните се формират като сбор от нормата на възвръщаемост и прогнозните годишни разходи, така както е описано в НРЦЕЕ. Поради посоченото, размерът на преференциалната цена е в пряка зависимост от получените стойности на ценообразуващите елементи, а именно: експлоатационни разходи, разходи за амортизации и възвръщаемост.

По отношение на изложеното от дружеството, че е неясно към каква базисна стойност е приложен изчисления коефициент, следва да се има предвид, че правилата за ежегодното актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, са регламентирани в чл. 32, ал. 4-8 от ЗЕВИ. В тази връзка съответната утвърдена преференциална цена се актуализира на база актуализираната през предходната година стойност на ценообразуващите ѝ елементи.

По отношение на изложеното от дружеството, че възвръщаемостта на капитала не е разход, поради което коефициентът не следва да се прилага спрямо този елемент, следва да се има предвид, че възвръщаемостта на капитала е ценообразуващ елемент, който по силата на чл. 10, ал. 1 от НРЦЕЕ е елемент от необходимите годишни приходи, които се формират като сбор от нормата на възвръщаемост и прогнозните годишни разходи.

По отношение твърдението на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, че експлоатационните разходи не са определени коректно, следва да се има предвид, че посочените във възражението експлоатационни разходи в размер на 195,71 лв./MWh са част от цената, актуализирана в размер на 295,02 лв./MWh с Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г. на КЕВР В настоящото решение експлоатационните разходи са в размер не на 195,71 лв./MWh, а на 206,99 лв./MWh, като част от актуализираната преференциална цена в размер на размер на 306,31 лв./MWh за групата ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (с комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW. В тази връзка следва да се отбележи, че законодателят не е взел предвид задължение на Комисията да отразява индивидуалните разходи на съответната електрическа централа, такова изключение би означавало да се приложи различен подход при ценообразуването спрямо останалите производители в сектора, както и това да натовари необосновано крайните клиенти с допълнителен разход, който те ще трябва да заплатят.

По отношение на твърдението че в ценовия модел, прилаган за сегмента директно изгаряне на дървесни остатъци и дървесни отпадъци, е приложен друг модел - изгаряне на високо-енергийно гориво (пелети или чиста суха дървесина) и във връзка с начина на калкулиране на разходите за суровини за производство на енергия от биомаса, следва да се има предвид, че при актуализиране на преференциалната цена за електрическа 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 комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW размера на ценообразуващите елементи не следва да отразяват разходите и/или индивидуалните горивни характеристики на дадена електрическа централа. Поради това заложените стойности не представляват индивидуален модел за отразяване на конкретните особености и разходи на отделен участник в групата, ограничена по инсталираната мощност, а обща рамка, която осигурява на инвеститора заложената възвръщаемост за годините на експлоатация, при спазване на заложените параметри в него.

Предвид всичко гореизложено, в случай, че конкретен производител счита технологията, която ползва за нуждите на производството на електрическа енергия за икономически нерентабилна, то той би преустановил дейността си или би сменил технологията с която работи, с друга по-благоприятна за ресурса, който използва. Но това са индивидуалните управленски решения, които не подлежат на регулиране от КЕВР.

**По отношение на определянето на прогнозната пазарна цена и премии за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.:**

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

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

В тази връзка за целите на определянето на премията за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

Предвид горното, за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия, следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена.

Начинът на определяне на прогнозната пазарна цена е регламентиран в раздел Ша от НРЦЕЕ, като съгласно чл. 37а от НРЦЕЕ Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси. Комисията определя и групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група производители на пазара ден напред за предходната календарна година (чл. 37б, ал. 1 от НРЦЕЕ).

Прогнозната пазарна цена за всеки ценови период за съответната група се определя като произведение от определената цена за базов товар и груповия коефициент, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за предходната календарна година (чл. 37в от НРЦЕЕ).

Постигнатата среднопретеглена цена на пазара ден напред се определя, като се симулира участие на пазара ден напред за предходната календарна година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 (деня преди доставката) на част от производителите от съответната група, сумата от чиято обща инсталирана мощност представлява поне 10 на сто от общата инсталирана мощност на всички производители, на които се дължи премия, попадащи в тази група (чл. 37б, ал. 4 от НРЦЕЕ).

В допълнение към гореизложеното, следва да се има предвид, че симулацията при определянето на прогнозната пазарна цена за производителите на електрическа енергия, произведена от биомаса е с участието само на едно дружество, тъй като от една страна производителите от биомаса са много малко, а от друга - използваните графици, които „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД е предоставило, включват всички **централи, които не са имали ремонт и са работили 12 месеца през годината и които са преки членове на балансиращите си групи. Освен това, за определянето на прогнозната**

пазарна цена по групи производители, за които е определяна премия, единствено могат да се използват преки членове, тъй като те имат индивидуални графици. Предвид това, за нуждите на симулацията са използвани графичите на всички производители, преки членове, които ЕСО ЕАД е предоставило на Комисията.

Предвид горното, при определяне на прогнозната цена на електрическата енергия от биомаса в симулацията за групата на производителите на електрическа енергия от биомаса участва само „Монди Стамболийски“ ЕАД.

#### **4. Становище с вх. № Е-12-00-306 от 07.06.2023 г. от Национален съюз на говедовъдите в България (НСГБ, Съюза)**

От Национален съюз на говедовъдите в България изразяват несъгласие със определянето на актуализирани преференциални цени, в частта касаеща изкупуване на електрическа енергия произведена от биомаса с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. и № Ц-13 от 01.07.2014 г.

В тази връзка от НСГБ, заявяват че като най-голямата животновъдна организация, включваща и представляваща всички средни и големи фермери в сектора на говедовъдството, които са изградили четири работещи централи, с общ капацитет от 1,5 MW. От Съюза отправят искане за актуализиране на преференциалните цени за изкупуване на електрическа енергия произведена от електрически централи, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

В тази връзка от НСГБ посочват, че във връзка с преработката на отпадна тор и остатъчни хранителни биомаси в биогаз и от там в производство на електрическа енергия, този метод е единственият за оползотворяване на отделящия се метан, който ако не бъде оползотворен причинява огромни екологични щети. От Съюза подчертават, че вече са в сила изискванията и съответно санкциите на Директива на Съвета от 12 декември 1991 година за опазване на водите от замърсяване с нитрати от селскостопански източници (нитратната Директива), в следствие на която освен всички инвестиции, които трябва да бъдат направени, за да отговарят животновъдните обекти и генерираните от тях торови отпадъци на екологичните норми ще бъдат заплащани и санкции за вредни емисии. От НСГБ заявяват, че това е осезаемо при процесите на метанизация на отпадъци при селското стопанство, тъй като се прекъсва процеса за утилизиране.

В тази връзка от Съюза посочват, че животинската оборска тор при естествената й ферментация отделя метан, който е парников газ и представлява от 7 до 10% от световното замърсяване с метан, като се отделя също и въглероден диоксид и амоняк, които са крайно вредни за околната среда и замърсяването й. От съюза заявяват, че единственият начин за намаляването на тези вредни емисии е незабавната преработка на оборската тор, след отделянето й от животните в анаеробни ферментатори и производство на електрическа енергия от биогаза и топла вода.

В допълнение към горното от НСГБ посочват, че с преработката на биогазта в електрическа енергия се постига и косвен ефект в развитието на съпътстващите производства, а именно развитието на животновъдството, което ще доведе до възможността за производство на допълнителни количества хранителни продукти, които до момента Р България внася от страни от Европейския съюз и производство на земеделска продукция, заедно водещи до създаването на нови работни места в обезлюдяващите се селски райони. От Съюза обръщат внимание, че практиката в Европейския съюз е чрез преференциалните цени на електрическата енергията от биогаз да се подпомага развитието на животновъдния сектор.

НСГБ изразяват своето несъгласие и по отношение на определената прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от биомаса в размер на 260,12 лв./MWh, както и актуализираната преференциална цена по Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. в размер на 484,71 лв. и премия в размер на 224,59 лв., както и по отношение

на преференциална цена по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. в размер на 477,30 лв. и премия в размер на 217,18 лв. От Съюза посочват, че във връзка с определения среден индекс на изменение за 2022 г. на цената на суровина от земеделието за производството на електрическа енергия от биомаса – силаж, същият е определен в размер на 29,7%, като считат, че предложеният процент на изменение е неправилен. В тази връзка от Съюза прилагат справка от Системата за агропазарна информация (САПИ), в която е посочена цена за 2022 г. в размер на 167,00 лв., а за 2021 г. е посочена 115,00 лв., или среден индекс на изменение от 45,22%, а не както е записано в проекта на решение 29,7%.

От Национален съюз на говедовъдите в България, изразяват несъгласие и с определянето на цената, като посочват, че неправилно е определено съотношението на разходите за суровини за производството на електрическа енергия от биомаса, а именно: 80%:20% на разходите за животинска биомаса спрямо растителна. В тази връзка посочват, че от опита на електрическите централи, които работят повече от десет години, такова съотношение на разходите е невъзможно, като разходите за силаж и други суровини от растителен произход са повече от 80% от всички направени разходи за суровини за производството на електрическа енергия. От Съюза дават пример, че течната торова маса е със сухо вещество от 3% до 8%, а силажа е със сухо вещество от 32% до 40%, като посочват, че по-големите количества животинска биомаса (тор) генерират многократно по-малко количество биогаз от един тон суровина, отколкото от един тон силаж, като заявяват, че разходите за суровини от растителна биомаса са над четири пъти по-големи от разходите за суровини от животинска биомаса (тор). В тази връзка от НСГБ прилагат справка с посочени количества растителна и животинска биомаса използвани за производството в съотношение 55%:45% (количество животинска биомаса към количество растителна биомаса), както и количеството произведена електрическа енергия от нея в БиоЕЦ на „Био Пауър Инвест“ ЕООД.

Предвид горното от Съюза очакват КЕВР да преразгледа проекта на решение, в частта му касаеща определяне на процента на изменение на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от биомаса като приложи среден индекс за изменение, който посочват, че трябва да бъде 45,22% за цената на растителната биомаса, както и да бъде променено съотношението на разходите за растителна биомаса към разходите за животинска биомаса, а именно: 80%:20% в полза на разходите за растителна биомаса.

**Комисията счита за основателно горното възражение относно изменението на съотношението на разходите за суровини, а другите възражения приема за неоснователни.**

По отношение твърденията на Съюза, че средният индекс за изменение на цената на суровина от земеделието за производство на електрическа енергия от биомаса - царевица за силаж е неправилен, следва да се има предвид, че по силата на чл. 32, ал. 6 от ЗЕВИ процентът на изменение на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от биомаса се определя от КЕВР, като се вземат предвид определените и обявени от министъра на земеделието годишни индекси за изменение на цените на тези суровини и такива индекси за царевицата за силаж и за оборския тор са предоставени в КЕВР с писмо с вх. № Е-03-13-1 от 25.04.2023 г. от министърът на земеделието, според което индексът за царевица за силаж е в размер на 129,7, т.е. 29,7%.

По отношение на искането на Съюза за изменение на съотношението на разходите за растителната биомаса към животинската биомаса да бъде 80% растителна към 20% животинска биомаса, Комисията счита, че следва да се има предвид, че цените на тези суровини се характеризират с изключителна динамика. В тази връзка, за целите на изменение на съотношението на разходите за растителната биомаса към животинската биомаса, Комисията приема за справедливо използването на отчетните данни за количествените съотношения на използваните суровини от дружествата. Съгласно

информацията, съдържаща се в становище с вх. № Е-12-00-306 от 07.06.2023 г. от НСГБ количественото съотношение на животинската към растителната биомаса е 55%/45%, а според становищата с вх. № Е-04-95-3 от 08.06.2023 г. от Сдружение „Асоциация на производителите на биогаз“ и с вх. № Е-12-00-328 от 13.06.2023 г. от „Грийн Форест Проджект“ АД, „Делтън“ ООД, „Д Франчайз Ко-България“ АД и „Еко Билд Проджект“ ООД това съотношение е от 0% до 100%. В тази връзка, Комисията приема, че справедливото количествено съотношение на суровините (животинска към растителна биомаса), което следва да се приложи при изчисляването на преференциалната цена е 55%:45% по данни от справките, представени от дружествата производители. Така, чрез промяна на съотношението на суровините – животинска към растителна биомаса от 89%:11% на 55%:45%, води до формиране на размер на преференциална цена, който отчита реалните разходи на производителите, респективно насърчава развитието на отрасъла животновъдство в Р България.

В тази връзка, следва да се има предвид, че изменението на съотношението на количествата суровина води до изменение на съотношението на разходите за тези суровини, което е отразено при актуализиране цените на електрическата енергия, произведена от биомаса за групите електрически централи, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции и за групите електрически централи, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Комисията счита, че такова изменение не следва да се извършва по отношение на групите електрически централи, работещи с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от чието общо тегло животинския тор е не по-малко от 50 или 60 на сто, тъй като за същите в чл. 24, т. 3 от ЗЕВИ е посочено съотношението на количествата суровини.

По отношение на частта от становището касаеща размера на прогнозната пазарна цена, подробни аргументи са изложени по-долу в т. 6. от мотивите на решението.

**5. Становища с вх. № Е-04-95-3 от 08.06.2023 г. от Сдружение „Асоциация на производителите на биогаз“ (АПБ, Асоциацията), с вх. № Е-12-00-328 от 13.06.2023 г. от „Грийн Форест Проджект“ АД, „Делтън“ ООД, „Д Франчайз Ко-България“ АД и „Еко Билд Проджект“ ООД (дружествата са част от Асоциацията).**

От Сдружение „Асоциация на производителите на биогаз“ (от което са част и гореизброените дружества) считат, че предоставеният с писмо с вх. № Е-03-13-1 от 25.04.2023 г. от министърът на земеделието и използван от КЕВР среден индекс на изменение за 2022 г. на цената на суровина от земеделието за производство на електрическа енергия от биомаса - царевица за силаж в размер на 129,7, т.е. 29,7% е неправилен, като в тази връзка прилагат нова справка за осреднени цени без ДДС за страната за 2021/2022 г., издадена от САПИ и изчисляват среден индекс на изменение за 2022 г. на цената на суровина от земеделието за производство на електрическа енергия от биомаса – силаж в размер на 145,22, или 45,22%.

Предвид горното от АПБ очакват КЕВР да приложи този коректен според тях процент по отношение на растителната суровина от 45,22% във формулата за актуализация на преференциалната цена на производителите на електрическа енергия от възобновяеми енергийни източници - биомаса от растителни и животински субстанции.

В допълнение към горното от Асоциацията заявяват, че при определяне на цената за групата производители, КЕВР следва да се съобрази с факта, че съществена част от производителите на електрическа енергия от биомаса използват като основна суровина растителна биомаса (силаж), която закупуват по пазарни цени. В тази връзка Асоциацията прилага справки за вложени в производството на електрическа енергия суровини с посочено количество растителна и животинска биомаса за 2021 г. и 2022 г. на пет броя електрически централи (такива, които са посочили, че работят изцяло с растителна суровина: „Грийн Форест Проджект“ АД, „Перпетуум Мобиле БГ“ АД и „Атанасов Груп“

ЕООД и такива, които са посочили, че работят с растителна и животинска суровина - „Д Франчайз Ко-България“ АД и „Еко Билд Проджект“ ООД).

От Асоциацията обръщат внимание, че при определяне на цената за групите електрически централи, използващи биомаса от растителни и животински субстанции за новия ценови период, следва да се вземе предвид реалното съотношение на видовете биомаса, които се използват за производството на електрическа енергия, както и по-високите разходи за закупуването на растителната биомаса.

От АПБ обръщат внимание и по отношение на прогнозната пазарна цена, като посочват че пазара на електрическа енергия е силно волатилен, цените на електрическата енергия за юни, юли и август 2023 г., както и текущите на IBEX и HUDEX са доста под определените в проекта на решение, което според Асоциацията поставя производителите на електрическа енергия от биомаса в невъзможност да функционират нормално.

#### **Комисията приема горните становища за неоснователни.**

По отношение на твърденията на дружествата, че приложеният процент на изменение на разходите е неправилен, следва да се има предвид че подробни аргументи са изложени в т. 4 от мотивите на решението.

По отношение на твърденията, че съществена част от производителите на електрическа енергия от биомаса използват като основна суровина растителна биомаса (силаж), поради което имат по-високи разходи, следва да се има предвид че видно от представените справки на гореизброените дружества, за които е посочено че използват като основна суровина растителна биомаса (силаж) същата представлява 100% от суровината, която влагат при производството си. Групите, в които попадат горесцитираните дружества с техните енергийни обекти са, както следва: „електрически централи работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции“ и „електрически централи работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия“, което означава, че в процеса на производство следва да се използват и двете суровини – растителни и животински субстанции, а не само една от тях. Предвид горното, следва да се има предвид, че ако дадено дружество използва само едната от двете суровини, за да покрие 100% производственият си процес – то това е въпрос свързан с конкретно управленско решение на собственика на централата и анализ на принципа „разходи – ползи“. Управленски решения за вида, количеството и качеството на суровината, която отделен производител ще ползва не подлежат на регулиране от КЕВР и не са относими в административното производство.

По отношение на предложението за промяна на съотношението на видовете биомаса, които се използват за производството на електрическа енергия, следва да се има предвид че подробни аргументи са изложени в т. 4 от мотивите на решението.

По отношение на частта от становището, касаеща размера на прогнозната пазарна цена, следва да се има предвид че подробни аргументи са изложени в т. 6 от мотивите на решението.

**6. Становища с писма с вх. № Е-12-00-346 от 14.06.2023 г. от „Агророруд“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-343 от 14.06.2023 г. от „Алфа Солар Груп“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-342 от 14.06.2023 г. от „Алфа Солар Инвест“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-344 от 14.06.2023 г. от „Биомет Солар Пчеларово“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-345 от 14.06.2023 г. от „Гисолар“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-317 от 12.06.2023 г. от „Балкан Фриго“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-348 от 14.06.2023 г. от „Еко Уъркс“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-336 от 14.06.2023 г. от „Биомет“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-341 от 14.06.2023 г. от „Ботево 1 Солар“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-337 от 14.06.2023 г. от „Глобал Биомет“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-324 от 12.06.2023 г. от „Геовид“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-338 от 14.06.2023 г. от „Сън Енерджи Кула 1“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-335 от 14.06.2023 г. от „Сънфлауър-Угърчин“ ЕООД,**

с вх. № Е-12-00-354 от 14.06.2023 г. от „СП02“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-359 от 14.06.2023 г. от „Инниммо Солар“ ЕАД, с вх. № Е-12-00-353 от 14.06.2023 г. от „Солар 11“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-351 от 14.06.2023 г. от „Феникс Солар“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-352 от 14.06.2023 г. от „Вълчин Енерджи“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-355 от 14.06.2023 г. от „Ханово 1 Солар“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-326 от 12.06.2023 г. от „Ханово 2 Солар“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-356 от 14.06.2023 г. от „Джей Би Солар“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-333 от 13.06.2023 г. от „Еко Бистрец“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-358 от 14.06.2023 г. от „Солар Проджектс“ ЕАД, с вх. № Е-12-00-339 от 14.06.2023 г. от Еко Хелиос Енерджи“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-347 от 14.06.2023 г. от „ЕРРА 2010“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-322 от 12.06.2023 г. от „Кадийца“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-329 от 13.06.2023 г. от „Каравелово Солар“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-325 от 12.06.2023 г. от „Кукорево 1 Солар“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-321 от 12.06.2023 г. от „Меден Кладенец Солар“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-319 от 12.06.2023 г. от „Ник Енерджи“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-314 от 12.06.2023 г. от „Пи Ви Инвест“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-323 от 12.06.2023 г. от „Солар Ел Систем“ ЕАД, с вх. № Е-12-00-318 от 12.06.2023 г. от „Соларен парк Хаджидимово 1“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-320 от 12.06.2023 г. от „Соларен парк Хаджидимово 2“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-315 от 12.06.2023 г. от „Солар-Плана“ ООД, с вх. № Е-12-00-334 от 13.06.2023 г. от „Филикон-97“ АД, с вх. № Е-12-00-340 от 14.06.2023 г. от „Финер Солар“ ЕООД и с вх. № Е-12-00-357 от 14.06.2023 г. от „Чарган Солар Плант“ ЕООД, като в гореизброените становища дружествата заявяват необходимостта от увеличаването на премиите за производители от ФТЕЦ за предстоящия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., като отбелязват, че определената с Решение № Ц-17 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена за производители на слънчева енергия в размер на 395,67 лв./MWh е имала негативен ефект върху размера на получените от дружествата премии, и по-конкретно по отношение на следните групи производители: ФТЕЦ за електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp, за електрически централи с инсталирана мощност модули над 200 kWp до 10 000 kWp, и за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp.

В тази връзка от дружествата считат че прогнозната пазарна цена за базов товар за регулаторния период 01.07.2023 - 30.06.2024 г. следва да бъде определена в по-нисък размер от тази определена в проекта на решение в размер на 256,37 лв./MWh и близка до нивата на фючърсите на ЕЕХ - РХЕ Bulgarian Power Futures and HUDEX за трето тримесечие на 2023 г., а именно на цена около 190 лв./MWh.

Според дружествата по този начин при прилагането на по-прецизна методология на изчисляване на прогнозната пазарна цена за гореизброените групи производители и при определения групов коефициент ( $K_s=0,97619$ ), референтната цена на производителите на електрическа енергия от слънчева енергия следва да е в приблизителен размер 185 лв./MWh. В допълнение дружествата заявяват, че в случай, че референтната цена се запази в размер 250,27 лв./MWh, производителите няма да могат да реализират продажна цена при изкупуване на произведената електрическа енергия, която да е близка до определената референтна цена.

В допълнение дружествата посочват, че изключително високата референтна цена ощетява производителите, тъй като не изпълнява гаранционната си функция, така че производителите на слънчева енергия да получават плащания по премии, като постигнат приходи, които да са равни на тези по преференциалната цена.

Дружествата отбелязват още, че средномесечните цени за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за първите 4 месеца от 2023 г. са по-ниски от определената с Решение № Ц-17 от 01.07.2022 г. на КЕВР референтна цена за базов товар в размер на 430,94 лв./MWh, както и по-ниски и от референтната цена за производители на електроенергия, произведена от слънчева енергия в размер на 395,67 лв./MWh, а именно 266,36 лв./MWh за месец януари, 237,34 лв./MWh за месец февруари, 212,32 лв./MWh за месец март и 193,08 лв./MWh за месец април.

В тази връзка, дружествата считат, че референтната цена следва да бъде определена, като се вземат предвид нивата на фючърските сделки към момент, максимално близък до момента, в който КЕВР ще постанови решението си. Според дружествата предприятият с проекта подход е по-консервативен, като калкулациите по отношение на референтната цена са на база по-високи нива за по-отдалечен период. В допълнение дружествата обръщат внимание, че в случай, че калкулациите бъдат направени на база нивата на фючърските сделки към момент най-близък до датата на постановяване на решението, референтната цена ще бъде по-ниска от определената с проекта.

На следващо място дружествата отбелязват, че размерът на референтната цена влияе върху ликвидността на пазара на електрическа енергия. Дружествата посочват, че се наблюдава тенденция на невъзможност за сключване на дългосрочни договори за изкупуване на електрическа енергия. В допълнение към горното дружествата посочват, 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 далеч под референтната цена. В тази връзка дружествата посочват, че към настоящия момент дори при договори за изкупуване на тримесечна база, цената, която може да се постигне е около 120 лв./MWh, което е наполовина от предвидената референтна цена в проекта.

Дружествата посочват, че макар КЕВР да не разполага с правомощия извън рамките на закона, очакват премията да им гарантира приходи на нивата на определената преференциална цена. В случай, че тенденцията за покачваща се разлика между реалната постижима пазарна цена и референтната цена се продължи, ще липсва предвидимост на приходите на дружествата, което ще повлияе негативно на отношенията с финансовите институции. От дружествата посочват и че финансовите институции реагират своевременно спрямо тенденциите на пазара на електрическа енергия, поради което и всяка несигурност в приходите поражда колебания у финансовите институции да финансират тези проекти, което ще доведе до възприемането им като рискови.

Според дружествата производители използваната методология за изчисление на референтна цена и законовата уредба, уреждаща приходите на производители, за които са били приложими преференциални цени на изкупуване са неработещи в ситуация на екстремални движения на цената. В тази връзка дружествата очакват, че на база експертната и дългогодишния опит, КЕВР следва да разработи механизъм, който да гарантира приходите на тези производители така, че да е равностоеен на приходите при прилагане на преференциалните цени.

В тази връзка производителите заявяват, че закона и подзаконовите нормативни актове следва да гарантират приходите им така, както са били очаквани и прогнозирани при прилагането на преференциални цени. В допълнение дружествата посочват, че моделът на премиите, изплащани от Фонд сигурност на електроенергийната система, следва да защитава стабилността на приходите на производителите с договор за изкупуване на електрическа енергия.

Дружествата обръщат внимание, че единственият компенсаторен механизъм, който защитава инвеститорите е правомощието на КЕВР, съгласно чл. 31б, ал. 2 от Закона за енергетиката, да измени определената премия, но не по-често от веднъж на 6 месеца. Това обосновава необходимостта определената за новия регулаторен период референтна цена в максимална степен да отразява нивата на фючърсите към момента на приемане на решението. По този начин, чрез по-ниската референтна цена, респективно по-високата премия според производителите ще се гарантират приходи, които ще се доближават максимално до дължимите нива на преференциалната цена.

С изложеното дружествата производители изразяват опасение, че са поставени пред опасността Комисията да продължи тенденцията за постепенно и плавно



увеличаване на разликата между приходите, които съответната група производители би получавала, ако договорите за изкупуване при преференциални цени не бяха прекратени и приходите, които получават при условията на договорите за премии. В тази връзка производителите считат, че КЕВР следва да определи по-ниска цена от тази в размер на 250,27 лв./MWh.

Предвид всичко гореизложено, производителите настояват да се намали прогнозната пазарна цена за производители на електрическа енергия произведена от слънчева енергия в размер на 185 лв./MWh, като посочват, че същата е в съответствие със стойностите на фючърните сделки за третото тримесечие на 2023 г. и момент максимално близък до момента на взимане на решение от КЕВР, като се отчете и влиянието на цената върху пазара на електрическа енергия при дългосрочните договори за изкупуване и върху отношенията с финансиращите институции, както и фактът, че финансиранятия на производителите са структурирани на база преференциални цени.

### **Комисията приема горните становища за неоснователни.**

По отношение на искането на производителите на електрическа енергия от слънчева енергия да се анализира действието на Решение № Ц-17 от 01.07.2022 г. на КЕВР и по-специално постигнатите по-ниски средномесечни цени на базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за първите 4 месеца от 2023 г. спрямо определената с Решение № Ц-17 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена за базов товар за в размер на 430,94 лв./MWh, както и по-ниските от нея прогнозна пазарна цена за производители на електроенергия, произведена от слънчева енергия в размер на 395,67 лв./MWh, следва да се има предвид, че в производството за определяне на премии за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. не е налице нормативно основание за такава компенсация.

По отношение на искането прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г. да бъде определена в размер по-нисък от 256,37 лв./MWh и близка до нивата на фючърсите на EEX - PXE Bulgarian Power Futures and HUDEX за трето тримесечие на 2023 г., а именно: 190 лв./MWh, съответно прогнозната пазарна цена за производители на електрическа енергия произведена от слънчева енергия да е в размер на 185 лв./MWh, в съответствие със стойностите на фючърните сделки за третото тримесечие на 2023 г., Комисията счита, че е недопустимо да се използват единствено фючърси за трето тримесечие, като се игнорират двете тримесечия, характеризиращи се с изключително високи цени, а именно първо и четвърто при определянето на прогнозната пазарна цена за базов товар и на прогнозната пазарна цена за съответния вид ВИ. Също така, по отношение на поисканата от горните дружества прогнозна пазарна цена на електрическата енергия, произведена от слънчева енергия в размер на 185,00 лв./MWh дружествата производители не са представили доказателства за начина на формирането ѝ и за съответствието на изчисленията им с изискванията на раздел IIIa от НРЦЕЕ.

В тази връзка, следва да се има предвид, че КЕВР определя прогнозна пазарна цена за базов товар за периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., като отчита българските фючърси на Европейската енергийна борса – EEX<sup>5</sup> (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, в случая се съпоставят с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърните сделки на HUDEX<sup>6</sup>.

Предвид горното при извършените анализи и изчисления на прогнозните пазарни цени предприетият подход е консервативен, но обективен на ситуацията на пазара, поради което нов анализ с преизчисление на прогнозната пазарна цена с отчитане нивата на фючърните сделки към момент максимално близък до момента, в който КЕВР ще

---

<sup>5</sup> <http://www.eex.com>

<sup>6</sup> <https://hudex.hu>

постанови решението си е възможен при наличие на нови данни, които биха повлияли съществено върху вече определените стойности.

По отношение на твърденията на дружествата, че по-ниската цена ощетява, тъй като не изпълнява гаранционната си функция, така че производителите на електрическа енергия от слънце да получават плащания по премии, като постигнат приходи, равни на постиганите при прилагане на преференциална цена, следва да се има предвид, че в ЗЕ и ЗЕВИ не е предвиден механизъм, който да компенсира производителите, в случай на постигната в предходен период по-ниска среднопретеглена цена от прогнозната пазарна цена. Такъв механизъм, но за вече определени премии е предвиден в чл. 31б, ал. 2 от ЗЕ. Комисията има право при необходимост да измени 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.

Освен това, следва да се има предвид, че в случай, когато определената от КЕВР прогнозна пазарна цена е по-ниска от постигната цена на организирания борсов пазар, по която производителите са реализирали произведена енергия, то положителният ефект от по-високата пазарна цена и премия в сравнение с получаваната преференциална цена е изцяло в полза на производителите.

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

### **I. Общи принципи при определянето на преференциалните цени**

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

При определяне на цените на електрическата енергия, произведена от ВИ, са използвани данни от следните източници: официален доклад на „Фраунхофер“ институт към 17.05.2023 г.<sup>7</sup> и Презентация от 21.02.2023 г.<sup>8</sup> (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems), pvxchange.com<sup>9</sup> и два доклада на IRENA<sup>10</sup> (International Renewable Energy Agency) от 2022 г. и от 2023 г.

Данните от доклад на „Фраунхофер“ институт, pvxchange.com и IRENA, съдържат обобщени анализи за развитието на фотоволтаичните модули на европейския пазар през последните години, с отчитане, както на движението на пазара по отношение на цената на фотоволтаичния панел, така и на инвестиционните разходи за изграждане на нови соларни паркове в страните членки на Европейския съюз.

От прегледа на информацията в посочените по-горе източници, се установява, че цените на слънчевите панели през последните години са претърпели значителни колебания, като инвестиционните разходи на покривни системи за ФТЕЦ са пряко повлияни от няколко фактора: пазарната политика сред производителите на такъв тип системи в световен мащаб, периодите на доставка, презапасяването на някои строители в сектора с панели на склад и наличието на адекватни строителни участници на пазара,

<sup>7</sup><https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>

<sup>8</sup><https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>

<sup>9</sup><https://www.pvxchange.com/Preisindex>

<sup>10</sup><https://www.irena.org/>

които да успяват да реализират строителството на такива конструкции, качествено и в срок. По отношение на цените на основните суровини, които се използват, а именно – стомана, сребро, стъкло, полисилиций, алуминий и мед, следва да се има предвид, че ценовата динамика, складова наличност и възможност за доставка е пряко повлияна от пандемията COVID-19 и създаването се икономическо положение в резултат на кризата в Украйна, както и от засиления инвестиционен интерес към проекти от този тип, предвид бързата възвръщаемост на вложената инвестиция.

Видно от анализа представен в официалния доклад от 17.05.2023 г. и презентация от 21.02.2023 г. на „Фраунхофер“ институт, по отношение на инвестиционните разходи за покривни системи и ревизирането им в двата мощностни диапазона, е изчислен размер от 1 046 евро/kWp за групата мощности от 10 kWp до 100 kWp.

Извършен е анализ на данни и от друг източник, а именно – pvxchange.com, от който е видно, че по отношение на средната нетна цена на фотоволтаичните модули за периода април 2022 г. – април 2023 г. при използване на модул „Crystalline silicon“ с инсталирана мощност 1 kWp е отчетено намаление в края на периода към месец април 2023 г. в размер на 11,90 % от 0,42 евро/Wp на 0,37 евро/Wp.

Анализ е извършен и на данните от посочените по-горе доклади на IRENA от 2022 г. с отчетни данни за 2021 г. и от 2023 г. с отчетни данни за 2022 г., като по отношение на инвестиционните разходи за малки жилищни фотоволтаични системи е посочен среден размер от 857 долара/kWp за 2021 г. (728 евро/kWp), който намалява със 6,44% спрямо отчетените средни стойности за 2020 г., когато са в размер на 916 долара/kWp (806 евро/kWp). При изчисляването на тези средни стойности на инвестиционните разходи е взет предвид съответният среден курс долар/евро за 2020 г. и 2021 г.<sup>11</sup>.

Определянето на преференциалната цена на електрическата енергия, произвеждана от ВИ следва да отчита тенденцията на развитие на международните пазари, както при изграждането на фотоволтаични електрически централи, така и в цените на фотоволтаичните модули, а именно стимулиране изграждането на ВИ проекти на всички нива – домакинства, търговски и индустриални ползватели. Трансформацията на енергийния сектор чрез въвеждане на възобновяеми енергийни технологии, води до технологични подобрения, които повишат ефективността на модулите, респективно производителността на фотоволтаичните панели, а също и до намаляване на разходите за експлоатация и поддръжка, като част от общите разходи.

Извършен е и анализ въз основа на данни от оферти<sup>12</sup> за изграждане на инсталации в България на ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително, като в тези оферти са включени и разходи за монтаж и присъединяване, от който е установено, че към

---

<sup>11</sup>изчисленията са извършени при среден курс на щатски долар към евро 0,88 и 0,85 USD/EUR - [/https://www.exchangerates.org.uk/USD-EUR-spot-exchange-rates-history-2020.html](https://www.exchangerates.org.uk/USD-EUR-spot-exchange-rates-history-2020.html) и <https://www.exchangerates.org.uk/USD-EUR-spot-exchange-rates-history-2021.html>

<sup>12</sup>[https://es3.bg/helpie\\_faq/stojnost-investiciq-prihodi-razhodi/](https://es3.bg/helpie_faq/stojnost-investiciq-prihodi-razhodi/)  
<https://solar.vns-bg.com/produkt/%D1%81%D0%BE%D0%BB%D0%B0%D1%80%D0%BD%D0%B0-%D1%84%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%BB%D1%82%D0%B0%D0%B8%D1%87%D0%BD%D0%B0-%D1%86%D0%B5%D0%BD%D1%82%D1%80%D0%B0%D0%BB%D0%B0-30kw/>  
<https://pvsolars.net/product/%D1%84%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%BB%D1%82%D0%B0%D0%B8%D1%87%D0%BD%D0%B0-%D1%81%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B5%D0%BC%D0%B0-pvsolars-30kw-%D0%BC%D1%80%D0%B5%D0%B6%D0%BE%D0%B2%D0%B0/>  
<https://pvpower.bg/cases/30kw/>  
<https://www.olx.bg/d/ad/izgrazhdane-na-fotovoltaiчна-tsentrala-30kw-CID632-ID8brOp.html>  
<https://www.olx.bg/d/ad/izgrazhdane-na-fotovoltaiчни-tsentrali-CID632-ID8XhUj.html>  
<https://www.slavey.eu/2023/01/13/offer-jan-2023/>

месец май 2023 г. цената за изграждане на такива инсталации в България е около 40 хил. лв., което се равнява на 1 333 лв./kWp, или 682 евро/kWp.

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

За определяне на средногодишната производителност на ФТЕЦ са взети предвид предоставените с писмо с вх. № Е-04-13-2 от 24.04.2023 г. данни от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР), с отчетна информация за 2022 г. относно средногодишната продължителност на работа на ФТЕЦ за Р България, като е отчетена и повишената ефективност, респективно производителност, на фотоволтаичните панели, поради което се приема за обоснована средногодишна продължителност на работа на ФТЕЦ в размер на 1 406 часа. В тази връзка, нетното специфично производство на електрическа енергия за една година е в размер на 1 406 kWh/kWp.

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

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

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

### **1. Инвестиционни разходи**

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

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

На база изложеното в общите принципи, стойностите на инвестиционните разходи за ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp, включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии, за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са определени, като е приложен основен

размер на инвестицията от 1 046 евро/kWp, с отразени увеличени стойности на цените на основните суровини през 2022 г. и при отчитане на средни нетни пълни ефективни часове в размер на 1 406 часа въз основа на информацията, предоставена от АУЕР с писмо с вх. № Е-04-13-2 от 24.04.2023 г.

В тази връзка, по отношение на изчисляването на инвестиционните разходи, следва да се има предвид, че по данни от източниците, посочени по-горе в настоящото решение, разликата между единия и другия мощностен диапазон – предвид размера на разходите, може да варира между 2 и 11% (като в САЩ), а за страни като Италия, може да достига между 22 и 31%. В тази връзка при отчитане международния опит, както и придобития и изграден в страната опит, разликата между единия и другия мощностен диапазон за ФТЕЦ в Р България е в размер на 14%, който представлява осреднен размер и отразява практиката при формиране разходите на инвестициите за подобен тип инсталации през предходни години в предходни ценови решения.

С оглед изложеното и предвид извършения анализ на капиталовите разходи при съпоставяне от една страна на данните от международните източници, а от друга - на данните от тези международни източници с данните в страната, по отношение на цените на фотоволтаичните модули и основните суровини влагани в производството им, се приема за обосновано инвестиционните разходи за групата ФТЕЦ до 5 kWp да са с 14,00% по-високи, спрямо тези за групата над 5 kWp до 30 kWp. В резултат на това инвестиционните разходи за новия ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са, както следва:

- за групата ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 5 kWp в размер на 1 046 евро/kWp;

- за групата ФТЕЦ с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp в размер на 900 евро/kWp.

Тези инвестиционни разходи отразяват, както международния опит, така и придобития и изграден в страната, като размерът на стойността на инвестицията от 1 046 евро/kWp е по-висок с 53,37% спрямо отчетените 682 евро/kWp на база данни от оферти за изграждане на инсталации в България на ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително, което дава възможност на производителите на електрическа енергия от такива инсталации по-голям размер инвестиционни разходи, с които да оперират при вариант на рязък скок в цените на основните суровини, както и за нуждите на извършване на други непланирани инвестиционни разходи.

## **2. Инфлация**

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

## **3. Норма на възвръщаемост на капитала и структура на капитала**

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

Нормата на възвръщаемост е определена в съответствие с макроикономическата среда и специфичните условия на регулиране на дружествата в размер на 7%. Конкретната стойност е постоянна величина, действаща за нормативно определен период от време и се явява среднопретеглена за целия период на задължителното изкупуване на електрическата

енергия. Следователно, и съставляващите я ценови параметри като финансовите разходи, отразени в нивото на нормата на възвръщаемост представляват референтни средни стойности за целия период на изкупуване на енергията, а не са определени като относими към дадена календарна година.

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

#### **4. Средногодишна продължителност на работа на централите**

За определянето на средногодишната продължителност на работа на ФТЕЦ с писмо с изх. № Е-04-13-2 от 12.04.2023 г. е изискана информация от АУЕР, относно отчетните данни за средногодишната продължителност на работа на ФТЕЦ, на база отчетените средно-ефективни стойности на работа за страната в годишен аспект, количествата произведена електрическа енергия и инсталираните мощности, с отчитане на средните нетни пълни ефективни часове в Р България за 2022 г. С писмо с вх. № Е-04-13-2 от 24.04.2023 г. АУЕР е предоставила информация, като е посочила средните нетни пълни ефективни часове след приспадане на собствените нужди.

В тази връзка и с оглед обстоятелството, че основно влияние върху производството на електрическа енергия от ФТЕЦ оказва природният ресурс, с отчитане и на повишената ефективност, респективно производителност на фотоволтаичните панели, се установяват средни нетни пълни ефективни часове в размер на 1 406 часа.

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

#### **5. Размер на експлоатационни разходи**

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

Предвид факта, че преференциалната цена се определя за дългосрочен период, през който съществуват възможности за оптимизация чрез използване на бързото развитие на инженерните технологии и предприетата от собственика на централата стратегия на поддръжка, средната стойност на експлоатационните разходи следва да е в границите на минималните нива възприети от инвеститорите в световен мащаб. В резултат на това, разходите за експлоатация и поддръжка включват разходи за ремонти, материали, разходи за опазване на околната среда и др. В тази връзка в годишен план разходите за поддръжка за ФТЕЦ с инсталирана мощност до 5 kWp са в размер на 2,5% от инвестиционните разходи, а за ФТЕЦ с инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp са в размер на 2,00% от инвестиционните разходи за целия период.

#### **6. Полезен живот на активите и разходите за амортизации**

Разходите за амортизации са изчислени при прилагане на линеен метод и в зависимост от осреднен полезен живот на активите и средната стойност на инвестицията.

Съоръженията, машините и оборудването, които се влагат в изграждането на съответния вид централа според вида инсталация, имат различен техникo – икономически живот. В тази връзка разходите за амортизация са осреднени и са изчислени на база полезния живот на основното оборудване при отчитане на инвестиционните разходи за изграждане на нова централа.

В допълнение към горното и предвид разпоредбата на чл. 31, ал. 2, т. 1 от ЗЕВИ, договорите за изкупуване на електрическа енергия, сключени между крайните снабдители и производителите, следва да бъдат в съответствие с чл. 31, ал. 3 от ЗЕВИ, като сроковете за изкупуване започват да текат от датата на въвеждане в експлоатация на енергийния обект, съответно от датата на въвеждане в експлоатация на първия етап, при поетапно въвеждане в експлоатация, а за обектите по чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ - от датата на сключване на договор за изкупуване на електрическата енергия. За енергийни обекти, въведени в експлоатация, и инсталации, монтирани след 31 декември 2015 г., сроковете за изкупуване се намаляват със срока от тази дата до датата на въвеждането в експлоатация, съответно монтирането.

В тази връзка при определянето на преференциалната цена за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ФТЕЦ до 30 kWp е определен 13-годишен амортизационен срок на активите, който съответства и на остатъка от преференциалния такъв.

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

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

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

#### **1. Инвестиционни разходи на kWp в размер на:**

–с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 2 046 лв./kWp;

–с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 1 759 лв./kWp;

#### **2. Експлоатационни разходи – разходи за опазване на околна среда, материали и др. разходи, свързани с производствения процес, в размер на:**

–с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 38,73 лв./MWh;

–с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 26,64 лв./MWh;

3. Полезен живот на активите – 13 години;
4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;
5. Средно годишната продължителност на работа на централата е 1 406 часа, което се равнява на 1 406 kWh/kWp нетно специфично производство;
6. Среднопретеглена норма на възвръщаемост – 7%.

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

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<b><i>ФТЕЦ с инсталирана мощност до 5 kWp, монтирани на покриви и фасади</i></b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>208,80</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	38,55	18,46%
за разходи за амортизации	116,52	55,80%
за възвръщаемост	53,73	25,73%
<b><i>ФТЕЦ с инсталирана мощност над 5 до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади</i></b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>172,88</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	26,52	15,34%
за разходи за амортизации	100,21	57,96%
за възвръщаемост	46,15	26,70%

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

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

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

С писмо с изх. № Е-04-24-4 от 12.04.2023 г. от НСИ е изискана информация, необходима за определянето на процента на изменение на разходите за горива за транспорта и на разходите за труд и работна заплата, относно процента на тяхното изменение през 2022 г., спрямо предходната календарна година.



С писмо с вх. № Е-04-24-4 от 25.04.2023 г. НСИ е предоставило информация, от която е установено следното:

– средна годишна работна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение за 2021 г. е в размер на 18 733 лв., а за 2022 г. - 21 128 лв., като процентът на изменение на работна заплата за 2022 г. спрямо предходната календарна година е 12,8%.

– процентът на изменение на разходите за горива за транспорта за 2022 г. спрямо предходната година въз основа на средната пазарна цена е 144,49% т.е. средногодишната инфлация е 44,49%.

За определяне на процента на изменение на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от биомаса с писмо с изх. № Е-03-13-1 от 12.04.2023 г. от министъра на земеделието е изискана информация, относно годишните индекси за изменение на цените на суровините за производство на електрическа енергия от биомаса за предходната календарна година. С писмо с вх. № Е-03-13-1 от 25.04.2023 г. министърът на земеделието е предоставил информация, от която е видно, че:

- средният индекс за изменението на средната цена на дървесината за технологична преработка и дървата за горене за периода 01.04.2022 г. - 31.03.2023 г. спрямо периода 01.04.2021 г. - 31.03.2022 г. е 134,4 на сто, т.е. 34,4%.

- средният индекс на изменение за 2022 г. на цената на суровина от земеделието за производство на електрическа енергия от биомаса - царевица за силаж е 129,7, т.е. 29,7%, а за оборски тор е 123,6, т.е. 23,6%.

В КЕВР е получено писмо с вх. № Е-03-13-1 от 06.06.2023 г., с което заместник-министърът на земеделието е предоставил справка на САПИ за осреднени цени за силаж.

По силата на чл. 32, ал. 6 от ЗЕВИ процентът на изменение на разходите за суровините за производство на електрическа енергия от биомаса се определя от КЕВР, като се вземат предвид определените и обявени от министъра на земеделието годишни индекси за изменение на цените на тези суровини и такива индекси за царевицата за силаж и за оборския тор са предоставени в КЕВР с писмо с вх. № Е-03-13-1 от 25.04.2023 г. от министърът на земеделието.

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

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

С оглед горното, е извършена актуализация на определените от КЕВР цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, които са намерили приложение по отношение на въведени в експлоатация енергийни обекти.

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА  
ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С  
РЕШЕНИЕ № Ц-11 ОТ 14.06.2017 Г.**

**I. Актуализиране на 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:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

**1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:**

– За 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 – 49,08 лв./MWh, или 15,83%;

**1.2. Разходи за горива на транспорта, са в размер на:**

– За 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 – 12,84 лв./MWh, или 4,14%;

**1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:**

– За 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 – 135,44 лв./MWh, или 43,67%;

**1.4. Разходи за работни заплати в размер на:**

– За 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 – 16,82 лв./MWh, или 5,42%.

**2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:**

- За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW е 16,32%, получен при следната формула:

$$16,32\% = 40,58\% * 34,4\% + 0,00\% * 29,7\% + 3,85\% * 44,49\% + 5,04\% * 12,8\%.$$

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, преференциалната цена, по която обществения доставчик, съответно крайните снабдители следва да изкупуват електрическата енергия, произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци е както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>310,13</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	214,19	69,06%
за разходи за амортизации	54,33	17,52%
за възвръщаемост	41,61	13,42%

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНИ С РЕШЕНИЕ № Ц-24 ОТ 30.06.2015 г.**

**I. Актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW и 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 повече от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони – Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 3 и т. 4:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

**1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:**

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 69,85 лв./MWh, или 13,04%;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 66,76 лв./MWh, или 13,22%.

**1.2. Разходи за работни заплати в размер на:**

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 71,31 лв./MWh, или 13,31%;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 44,28 лв./MWh, или 8,77%.

**1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:**

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 28,40 лв./MWh, или 5,30%;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 34,05 лв./MWh, или 6,74%.

**1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:**

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 217,18 лв./MWh, или 40,55%;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 260,40 лв./MWh, или

51,58%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW е 14,56%, получен при следната формула:  
**14,56%=29,18%\*29,7%+8,84%\*23,6%+4,97%\*44,49%+12,49%\*12,8%.**

- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW е 17,71%, получен при следната формула:  
**17,71%=37,47%\*29,7%+11,36%\*23,6%+6,38%\*44,49%+8,30%\*12,8%.**

Въз основа на горното, актуализираните преференциални цени на електрическата енергия, произведена от горепосочените групи електрически централи, както и техните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<b>ЕЦ до 500 kW</b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>535,64</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	386,74	72,20%
за разходи за амортизации	84,12	15,71%
за възвръщаемост	64,78	12,09%
<b>ЕЦ от 500 до 1500 kW</b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>504,90</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	405,49	80,31%
за разходи за амортизации	56,08	11,11%
за възвръщаемост	43,33	8,58%

**II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали 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 – Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 5:**

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:  
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 74,94 лв./MWh, или 16,21%.

1.2. Разходи за работни заплати, в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 76,69 лв./MWh, или 16,59%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 14,60 лв./MWh, или 3,16%.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 136,17 лв./MWh, или 29,47%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия,

разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

-За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW е 11,47%, получен при следната формула:  
**11,47%=0,00%\*34,4%+27,51%\*29,7%+2,95%\*44,49%+15,49%\*12,8%.**

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ до 500 kW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>462,15</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	302,40	65,43%
за разходи за амортизации	90,25	19,53%
за възвръщаемост	69,50	15,04%

### **АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-1 ОТ 28.01.2015 г., В ЧАСТТА ПО Т. 6**

**I. Актуализиране на преференциалната цена на 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:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 100,69 лв./MWh, или 27,89%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 16,61 лв./MWh, или 4,60%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,99 лв./MWh, или 1,94%.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

-За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 59,54 лв./MWh, или 16,49%.

**2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:**

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 6,23%, получен при следната формула:

$$6,23\% = 8,90\% * 34,4\% + 6,19\% * 29,7\% + 1,77\% * 44,49\% + 4,21\% * 12,8\%.$$

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>361,00</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	183,83	50,92%
за разходи за амортизации	100,35	27,80%
за възвръщаемост	76,82	21,28%

### АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНИ С РЕШЕНИЕ № Ц-13 ОТ 01.07.2014 Г.

**I. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, 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 – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 34:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

- 1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:
  - За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 78,94 лв./MWh, или 14,06%.
- 1.2. Разходи за работни заплати в размер на:
  - За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 16,26 лв./MWh, или 2,90%.
- 1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
  - За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 5,21 лв./MWh, или 0,93%.
- 1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
  - За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 337,28 лв./MWh, или 60,08%.

**2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:**

- За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW е 17,55%, получен при следната формула:  $17,55\% = 52,04\% * 29,7\% + 5,66\% * 23,6\% + 0,89\% * 44,49\% + 2,78\% * 12,8\%$ .

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>561,40</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	437,69	77,96%
за разходи за амортизации	67,60	12,04%
за възвръщаемост	56,12	10,00%

**II. Актуализиране на 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 – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 35:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 93,18 лв./MWh, или 15,02%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 42,54 лв./MWh, или 6,86%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 5,06 лв./MWh, или 0,82%.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 328,20 лв./MWh, или 52,91%.

**2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:**

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 16,24%, получен при следната формула:  $16,24\% = 46,59\% * 29,7\% + 5,03\% * 23,6 + 0,80\% * 44,49\% + 6,69\% * 12,8\%$ .

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, с комбинирано производство</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>620,36</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	468,98	75,60%

за разходи за амортизации	82,62	13,32%
за възвръщаемост	68,76	11,08%

**III. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци и отпадъци, от прочистване на гори и горско подрязване, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 37:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 96,52 лв./MWh, или 26,66%.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 58,77 лв./MWh, или 16,24%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,90 лв./MWh, или 1,91%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 16,39 лв./MWh, или 4,53%.

**2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:**

За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 6,34%, получен при следната формула:

$$6,34\% = 9,07\% * 34,4\% + 6,30\% * 29,7\% + 1,81\% * 44,49\% + 4,29\% * 12,8\%.$$

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>361,99</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	178,59	49,34%
за разходи за амортизации	100,35	27,72%
за възвръщаемост	83,06	22,94%

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИТЕ ЦЕНИ НА  
ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНИ  
С РЕШЕНИЕ № Ц-19 ОТ 28.06.2013 г.**



**I. Актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW и над 5 MW от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 27, т. 28 и т. 29:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

**1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:**

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 44,00 лв./MWh, или 20,96%;

– За 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 – 47,15 лв./MWh, или 15,39%;

– За 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 – 41,02 лв./MWh, или 29,63%.

**1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:**

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 7,37 лв./MWh, или 3,51%;

– За 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 – 12,43 лв./MWh, или 4,06%;

– За 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 – 6,32 лв./MWh, или 4,57%.

**1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:**

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 47,12 лв./MWh, или 22,44%;

– За 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 – 131,12 лв./MWh, или 42,81%.

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW разходите за суровина са равни на нула, поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци.

**1.4. Разходи за работни заплати в размер на:**

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 18,71 лв./MWh, или 8,91%;

– За 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 – 16,29 лв./MWh, или 5,32%;

– За 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 – 4,77 лв./MWh, или 3,45%.

**2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:**

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW е 10,23%, получен при следната формула:

$$10,23\% = 22,02\% * 34,4\% + 0,00\% * 29,7\% + 3,45\% * 44,49\% + 8,74\% * 12,8\%.$$

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW е 16,81%, получен при следната формула:

$$16,81\% = 41,81\% * 34,4\% + 0,00\% * 29,7\% + 3,96\% * 44,49\% + 5,19\% * 12,8\%.$$

- За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW е 2,39%, получен при следната формула:

$$2,39\% = 0,00\% * 34,4\% + 0,00\% * 29,7\% + 4,41\% * 44,49\% + 3,33\% * 12,8\%.$$

Въз основа на горното, актуализираните преференциални цени на електрическата енергия, произведена от горепосочените групи електрически централи, както и техните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i><b>ЕЦ до 5 MW</b></i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>209,93</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	117,20	55,83%
за разходи за амортизации	50,71	24,15%
за възвръщаемост	42,02	20,02%
<i><b>ЕЦ до 5 MW, с комбинирано производство</b></i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>306,31</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	206,99	67,58%
за разходи за амортизации	54,33	17,74%
за възвръщаемост	44,99	14,69%
<i><b>ЕЦ над 5 MW</b></i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>138,44</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	52,11	37,64%
за разходи за амортизации	47,27	34,14%
за възвръщаемост	39,06	28,21%

**II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 35:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на: – ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 93,18 лв./MWh, или 14,80%.

1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на

електрическа и топлинна енергия – 5,08 лв./MWh, или 0,81%.

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 332,39 лв./MWh, или 52,80%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 47,44 лв./MWh, или 7,54%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 16,31%, получен при следната формула:  
**16,31%=46,64%\*29,7%+4,96%\*23,6%+0,79%\*44,49%+7,36%\*12,8%.**

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i><b>ЕЦ над 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия</b></i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>629,52</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	478,10	75,95%
за разходи за амортизации	82,62	13,12%
за възвръщаемост	68,80	10,93%

**III. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 32:**

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 68,21 лв./MWh, или 11,27%.

1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 4,23 лв./MWh, или 0,70%.

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 276,69 лв./MWh, или 45,73%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 69,02 лв./MWh, или 11,41%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия,

разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия е 14,76%, получен при следната формула:  
**14,76%=40,44%\*29,7%+4,30%\*23,6+0,68%\*44,49%+11,16%\*12,8%.**

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<b><i>ЕЦ до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия</i></b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>605,05</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	418,15	69,11%
за разходи за амортизации	102,15	16,88%
за възвръщаемост	84,74	14,01%

**IV. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 37:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 96,52 лв./MWh, или 23,94%.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 99,61 лв./MWh, или 24,71%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7,01 лв./MWh, или 1,74%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 16,63 лв./MWh, или 4,13%.

**2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:**

– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 9,22%, получен при следната формула:

**9,22%=18,07%\*34,4%+5,88%\*29,7%+1,68%\*44,49%+4,00%\*12,8%.**

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>403,18</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	219,77	54,51%
за разходи за амортизации	100,35	24,89%
за възвръщаемост	83,06	20,60%

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИТЕ ЦЕНИ НА  
ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНИ  
С РЕШЕНИЕ № Ц-018 ОТ 28.06.2012 Г.**

**I. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство – Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 33:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

- 1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:  
– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 112,22 лв./MWh, или 31,00%.
- 1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:  
– За централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 43,17 лв./MWh, или 11,93%.
- 1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:  
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,76 лв./MWh, или 1,87%.
- 1.4. Разходи за работни заплати в размер на:  
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 16,33 лв./MWh, или 4,51%.

**2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:**

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 5,32%, получен при следната формула:

$$5,32\% = 11,51\% * 34,4\% + 0,00\% * 29,7\% + 1,80\% * 44,49\% + 4,35\% * 12,8\%.$$

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>362,01</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	178,47	49,30%
за разходи за амортизации	100,35	27,72%
за възвръщаемост	83,19	22,98%

**II. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници чрез електрическа централа с инсталирана мощност над 5 MW, работеща с дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и др. дървесни отпадъци – Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 25:**

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 5 MW с комбиниран цикъл – 44,63 лв./MWh, или 29,82%.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW разходите за суровина са равни на нула, поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,32 лв./MWh, или 4,22%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 4,77 лв./MWh, или 3,19%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 2,26%, получен при следната формула:

$$2,26\% = 0,00\% * 34,4\% + 0,00\% * 29,7\% + 4,18\% * 44,49\% + 3,16\% * 12,8\%.$$

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност над 5 MW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>149,65</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	55,72	37,23%
за разходи за амортизации	51,43	34,37%
за възвръщаемост	42,50	28,40%

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИТЕ ЦЕНИ НА  
ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНИ  
С РЕШЕНИЕ № Ц-18 ОТ 20.06.2011 Г.**

**I. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци – Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 16, т. 17 и т. 18:**

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 43,67 лв./MWh, или 18,10%;

– За 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 – 40,49 лв./MWh, или 12,98%;

– За 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 над 5 MW – 44,63 лв./MWh, или 29,83%.

1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 10,05 лв./MWh, или 4,17%;

– За 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 – 12,40 лв./MWh, или 3,97%;

– За 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 над 5 MW – 6,30 лв./MWh, или 4,21%.

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 64,22 лв./MWh, или 26,62%;

– За 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 – 130,79 лв./MWh, или 41,92%;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW разходите за суровина са равни на нула, поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 18,61 лв./MWh, или 7,71%;

– За 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 – 16,24 лв./MWh, или 5,21%;

– За 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 над 5 MW – 4,75 лв./MWh, или 3,18%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW е 11,81%, получен при следната формула:

$$11,81\% = 26,21\% * 34,4\% + 0,00\% * 29,7\% + 4,10\% * 44,49\% + 7,59\% * 12,8\%.$$

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW е 16,61%, получен при следната формула:

$$16,61\% = 41,30\% * 34,4\% + 0,00\% * 29,7\% + 3,92\% * 44,49\% + 5,13\% * 12,8\%.$$

– За 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 над 5 MW е 2,26%, получен при следната формула:

$$2,26\% = 0,00\% * 34,4\% + 0,00\% * 29,7\% + 4,16\% * 44,49\% + 3,14\% * 12,8\%.$$

Въз основа на горното, актуализираните преференциални цени на електрическата енергия, произведена от горепосочените групи електрически централи, както и техните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i><b>ЕЦ до 5 MW</b></i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>241,28</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	136,55	56,59%
за разходи за амортизации	50,71	21,02%
за възвръщаемост	54,02	22,39%
<i><b>ЕЦ до 5 MW, с комбиниран цикъл</b></i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>312,02</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	199,92	64,07%
за разходи за амортизации	54,33	17,41%
за възвръщаемост	57,77	18,51%
<i><b>ЕЦ над 5 MW</b></i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>149,61</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	55,68	37,22%
за разходи за амортизации	51,43	34,38%
за възвръщаемост	42,50	28,40%

**II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 22:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 110,58 лв./MWh, или 18,26%.

1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 5,11 лв./MWh, или 0,84%.

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 330,81 лв./MWh, или 54,63%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:



– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 42,94 лв./MWh, или 7,09%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 16,99%, получен при следната формула:  $16,99\% = 48,73\% * 29,7\% + 5,30\% * 23,6 + 0,84\% * 44,49\% + 7,01\% * 12,8\%$ .

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<b>ЕЦ над 0,150 до 1 MW</b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>605,50</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	489,44	80,83%
за разходи за амортизации	55,73	9,21%
за възвръщаемост	60,33	9,96%

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ЦЕНАТА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ,  
ПРОИЗВЕДЕНА ОТ ВЪЗОБНОВЯЕМИ ИЗТОЧНИЦИ ЧРЕЗ ТЕРМИЧНА  
ГАЗИФИКАЦИЯ НА БИОМАСА И/ИЛИ БИОРАЗГРАДИМИ ФРАКЦИИ,  
ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-35 ОТ 27.10.2011 г.**

**I. Актуализиране на цената 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 – Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 2:**

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 121,16 лв./MWh, или 30,74%.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 42,75 лв./MWh, или 10,85%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,69 лв./MWh, или 1,70%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 16,17 лв./MWh, или 4,10%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през

предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 4,95%, получен при следната формула:

$$4,95\% = 10,72\% * 34,4\% + 0,00\% * 29,7\% + 1,68\% * 44,49\% + 4,05\% * 12,8\%.$$

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>394,18</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	186,77	47,38%
за разходи за амортизации	100,35	25,46%
за възвръщаемост	107,06	27,16%

### **АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-36 ОТ 09.11.2015 Г., В ЧАСТТА ПО Т. 2**

**I. Актуализиране на 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 – Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 2:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 60,77 лв./MWh, или 16,15%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 43,87 лв./MWh, или 11,66%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 26,03 лв./MWh, или 6,92%.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 159,10 лв./MWh, или 42,29%.

**2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:**

- За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW е 15,26%, получен при следната формула:  $15,26\% = 27,08\% * 29,7\% + 12,47\% * 23,6 + 6,47\% * 44,49\% + 10,91\% * 12,8\%.$

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>376,23</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	289,78	77,02%
за разходи за амортизации	50,00	13,29%
за възвръщаемост	36,46	9,69%

## II. ПРОГНОЗНА ПАЗАРНА ЦЕНА ЗА ПЕРИОДА 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

Съгласно § 1, т. 2 от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.) КЕВР определя ежегодно премии за електрическа енергия от ВИ, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW.

В изпълнение на § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., премията се определя ежегодно от КЕВР в срок до 30 юни като разлика между определената до влизането в сила на този закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник. В тази връзка, за целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия.

За целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища. Също така, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи – чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ.

За гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена в горните случаи. Съгласно чл. 37а от НРЦЕЕ Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

Към настоящия момент не са налице данни от платформите на БНЕБ ЕАД, въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период, но са проведени 2 търга, относими частично към трето тримесечие на 2023 г.

Дата	Инициатор	Продукт	Период	Цена лв./MWh
------	-----------	---------	--------	--------------

Дата	Инициатор	Продукт	Период	Цена лв./MWh
21.06.2023	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	Базов товар	юли 2023	204,17
31.05.2023	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	Базов товар	Q3 2023	175,28

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърните сделки, които по своята същност са стандартизирани финансови форуърдни сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „Ден напред“.

Динамиката на фючърсите, относими към българския спот пазар, пряко корелира с фючърсите за региона (румънската и унгарската борси), като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс варира между 6,00 евро/MWh и 7,50 евро/MWh. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърните сделки.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX<sup>13</sup> (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, следва да се съпоставят с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърните сделки на HUDEX<sup>14</sup>.

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

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -OPCOM	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q3 2023	218,37	221,30	230,10	229,56
Q4 2023	284,81	292,63	297,52	295,04
H2 2023	251,59	256,97	263,81	262,30

Горните данни показват, че стандартната девиация между българския и румънския пазар е около 5,38 лв./MWh (2,75 евро/MWh), докато с унгарския – около 12,22 лв./MWh (6,25 евро/MWh). Ако се анализират данните по месеци и/или тримесечия, девиацията български-унгарски пазар варира от 13,50 лв./MWh до 20,00 лв./MWh, в зависимост от търгуваните обеми и цените на капацитетите в региона. Към настоящия момент не са налични данни на EEX относно Q1 2024 и Q2 2024, съответно за H1 2024 за българския и румънския пазар, като такива са публикувани само за унгарския. Те обаче могат да се изчислят, като се използва стандартната девиация спрямо унгарския пазар, за който са налични данни. Изчислените данни са представени по-долу:

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q1 2024	318,25	330,48	331,42
Q2 2024	257,68	269,90	271,51
H1 2024	287,97	300,19	301,46

От горните данни може да се направи извод, че относимите стойности към българския пазар са за H2 2023 – 251,59 лв./MWh и за H1 2024 – 287,97 лв./MWh или средно за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 269,78 лв./MWh.

Основният движещ фактор за динамиката на цените на европейските, съответно регионалните, борси е цената на природния газ на европейските борси. Пряката корелация

<sup>13</sup> <http://www.eex.com>

<sup>14</sup> <https://hudex.hu>

между тези две цени се обуславя от факта, че основно газови централи затварят цената на европейските борсови пазари. Това обстоятелство се променя, обаче, при наличие на предлагане на по-големи количества електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, което от своя страна се характеризира със спорадичен характер и е трудно за оценка при дългосрочни прогнози.

Предвид обстоятелството, че се наблюдава посока към стабилизиране на газовите цени на относително ниски нива, все още е трудно да се дефинира ясна тенденция, предвид предстоящия активен период на нагнетяване, въпреки че такива дейности текат и към момента. Газохранилищата в Европа са запълнени до около 60%. До началото на отоплителния сезон, започващ през есента, те трябва да са запълнени до 90% в съответствие с изискванията на Европейската комисия. По-голяма е вероятността обаче в Европа да няма нова газова криза, за което ясен знак са изпреварващият ръст в броя и капацитета на терминалите за регазификация, респ. на количествата втечен природен газ, на фона на намаленото потребление и стартирането на различни инициативи, в т.ч. Solidarity Ring (STRING), като последната ще се окаже в основата на формиране на един перспективен и диверсифициран газов пазар, гарантиращ доставките за Централна и Югоизточна Европа. Въпреки това, анализаторите подхождат доста внимателно към бъдещето, като правят паралел с различни периоди от миналото по отношение не само на енергийния пазар, но и на финансовия, поставяйки във фокус и бъдещи политически и геополитически решения, оказващи въздействие върху пазарната ситуация на европейско и глобално ниво. На този фон все още остава трудно да бъдат определени тенденциите, които ще движат и европейския енергиен пазар. Страхове от нова криза, примесени с очаквания за ръст в търсенето на втечен природен газ в Азия след относително слабата 2022 г., пълно спиране на руския природен газ, идващ по газопроводи към Европа, както и една нормална зима в сравнение с по-меката от обичайната такава на 2022/2023 г., допълнително създават опасения за неустойчивост на наблюдаваните към настоящия момент тенденции по отношение на бъдещите ценови нива.

През последните два месеца пазара на дългосрочни енергийни продукти се характеризираше с изключителна динамичност и волатилност. Стойността на фючърсите на европейските борси относими към българския пазар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. варираше в диапазона от 214,94 лв./MWh до 287,66 лв./MWh. Видно от графиката по долу през май се наблюдава рязък спад, като впоследствие през юни пазарът се възстановява почти до първоначалните нива. Причините са основно в динамиката на пазарите на петрол и природен газ, предизвикано от новините за търсенето на азиатския и американския пазар, както и очакванията през следващите месеци инфлацията да спадне значително още през юни и да продължи да намалява с бързи темпове до към края на годината. Долната графика ясно показва, че към настоящия момент не съществува ясен тренд, като посоката му се изменя в зависимост от международните политически и икономически процеси, но имайки предвид глобалното забавяне на световната икономика, по-скоро очакванията са ценовите нива да се установят в диапазона между 250,00 лв./MWh и 260,00 лв./MWh, тъй като е вероятно да последват редица бързи спадове редувани с временни ценови пикове.



При прогнозирането на цената за предстоящия регулаторен период би следвало да се отчетът, както горните аргументи, така и асиметричността, наблюдавана в българската пазарна зона, която се дължи на голям приток от нови инвестиции в соларни проекти, като се предвиди допълнително отклонение на цената надолу в размер на около 5%. В тази връзка, след прилагане на посочената корекция, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. следва да е в размер на 256,37 лв./MWh.

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

Съгласно чл. 376, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година от групите, съответно: независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи са използвани предоставените от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2022 г. – 31.12.2022 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдители, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка, на основание чл. 376, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара „Ден напред“ за календарната 2022 година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните групи производители/оператори на мрежи. На базата на тази симулация са определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за 2022 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара „Ден напред“ за 2022 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна годишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент, съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от горната симулация са, както следва:

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

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджектс“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Енери Солар БГ 1“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово), „РЕС Технолъджи“ АД (ФЕЦ Златарица), „Дъбово Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Дъбово), „Компания за енергетика и развитие“ ООД (ФЕЦ Добрич), „Екоенерджи Солар“ ЕООД (ФЕЦ Екоенерджи Солар), „Е.В.Т. – Електра Волт Трейд“ АД (ФЕЦ Е.В.Т. – Електра Волт Трейд), „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД (ФЕЦ PV-центра 1), „Би Си Ай Казанлък 2“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 3“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 4“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 5“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 6“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 7“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 8“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 9“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 10“ ЕООД, „Уинд Форс БГ“ ЕООД (ФЕЦ Чобанка), „Екосолар“ ЕООД (ФЕЦ Екосолар), „Риал Стейтс“ ЕООД (ФЕЦ Априлци) и „Тракия-МТ“ ЕООД (ФЕЦ Малко Търново) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	483,50 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	0,97619
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>250,27 лв./MWh</b>

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

Извършена е симулация на участието на „Еолика България“ ЕАД (ВяЕЦ Суворово), „Ей И Ес Гео Енерджи“ ООД (ВяЕЦ Свети Никола), „Калиакра Уинд Пауър“ АД (ВяЕЦ Калиакра), „Хаос Инвест – 1“ ЕАД (ВяЕЦ Вранино), „Ветроком“ ЕООД (ВяЕЦ Ветроком) и „ЕВН-Каварна“ ЕООД (ВяЕЦ Каварна) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	447,88 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	0,90427
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>231,83 лв./MWh</b>

3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи (ВЕЦ) с инсталирана мощност до 10 MW:

Извършена е симулация на участието на „Българско акционерно дружество Гранитоид“ АД (чрез каскада „Рила“), „ЕНЕРГО-ПРО България“ ЕАД (чрез ВЕЦ „Петрохан“) и „ВЕЦ Козлодуй“ ЕАД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	513,27 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	1,03629
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. –	256,37 лв./MWh

	30.06.2024 г.	
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	265,67 лв./MWh

4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:

Извършена е симулация на участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	502,54 лв./MWh
3	Групов коефициент Кв (р.2/р.1)	1,01463
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	260,12 лв./MWh

**Въз основа на извършените анализи и симулации за целите на § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.), прогнозната пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. е определена в размер, както следва:**

- 1. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 250,27 лв./MWh;**
- 2. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 231,83 лв./MWh;**
- 3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 265,67 лв./MWh;**
- 4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 260,12 лв./MWh.**

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

Предвид определената до влизането в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г. преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена, за енергийни обекти с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW и определената за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от ВИ в зависимост от първичния енергиен източник, премиите са както следва:



№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
1	<b>Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на КЕВР:</b>		
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	-52,58
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	-86,99
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	-94,49
1.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	253,48	-12,19
1.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,48	-153,19
1.6.	ВгЕЦ работещи до 2250 часа	188,29	-43,54

1.7.	ВтЕЦ работещи над 2250 часа	172,95	-58,88
1.8.	ВтЕЦ работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	148,58	-83,25
1.9.	ЕЦ с фотоволтаични модули над 5 kWp	699,11	448,84
1.10.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW	252,73	-7,39
1.11.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW, с комбиниран цикъл	288,04	27,92
1.12.	ЕЦ работещи с отпадъци от земеделски култури до 5 MW	167,53	-92,59
1.13.	ЕЦ работеща с енергийни култури до 5MW	186,49	-73,63
1.14.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	398,00	137,88
1.15.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	302,73	42,61
1.16.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	255,98	-4,14
1.17.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	246,05	-14,07
1.18.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	136,85	-123,27
1.19.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	120,60	-139,52
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	-41,52
2.	<b>Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР:</b>		
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	-42,84
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	-78,80
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	-86,63
2.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	265,05	-0,62
2.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,10	-153,57

2.6.	Вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа	191,00	-40,83
2.7.	Вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа	173,06	-58,77
2.8.	Вятърни електрически централи работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	137,06	-94,77
2.9.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади	583,77	333,50
2.10.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp	485,60	235,33
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	241,28	-18,84
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	312,02	51,90
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	149,61	-110,51
2.14.	Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW	207,67	-52,45
2.15.	Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW	196,85	-63,27
2.16.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	605,50	345,38
2.17.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	358,08	97,96
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	109,22
2.19.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	253,03	-7,09
2.20.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	243,86	-16,26
2.21.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	132,05	-128,07
2.22.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	119,27	-140,85

3.	<b>Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР</b>		
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	137,83
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	394,18	134,06
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	127,92
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	165,83
4.	<b>Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР</b>		
4.1.	Нисконапонни 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	-72,32
4.2.	Среднонапонни 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	-102,98
4.3.	Високонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	156,01	-109,66
4.4.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,33	-36,34
4.5.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	-167,52
4.6.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	104,43	-127,40
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	65,84
4.8.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	237,05	-13,22
4.9.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	236,26	-14,01
4.10.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	234,09	-26,03

4.11.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	226,14	-33,98
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	-139,97
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	-150,29
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	16,42
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	35,60
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	149,65	-110,47
4.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури	197,32	-62,80
4.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури	187,55	-72,57
4.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	479,49	219,37
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	200,07
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	149,97
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	213,44
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	111,68
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	362,01	101,89

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	101,75
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	134,43
5.	<b>Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-28 от 29.08.2012 г. на КЕВР</b>		
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	-43,93
5.2.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	171,37	-78,90
5.3.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	169,85	-80,42
6.	<b>Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР</b>		
6.1.	Нисконапонни 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	-72,29
6.2.	Нисконапонни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	242,30	-23,37
6.3.	Среднонапонни 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	-102,96
6.4.	Високонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	156,04	-109,63
6.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,35	-36,32
6.6.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	-167,52
6.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	151,39	-80,44
6.8.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	105,16	-126,67
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	-53,69

6.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	176,29	-73,98
6.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	160,20	-90,07
6.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	-46,22
6.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	-53,80
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	-154,97
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	-170,96
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	209,93	-50,19
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	306,31	46,19
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	138,44	-121,68
6.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	-83,16
6.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	-95,64
6.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	605,05	344,93
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	174,01
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	127,41
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	629,52	369,40

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	89,20
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	403,18	143,06
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	77,32
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	113,64
7.	<b>Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР</b>		
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	-76,36
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	-28,75
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	-106,53
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	-113,31
7.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	224,37	-41,30
7.6.	Микро ВЕЦ с помпи	93,69	-171,98
7.7.	ВгЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	116,98	-114,85
7.8.	ВгЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW	95,55	-136,28
7.9.	ВгЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	83,16	-148,67
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	-105,59
7.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	134,03	-116,24



7.12.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	131,36	-118,91
7.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	-46,22
7.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	-53,80
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	-154,97
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	-170,96
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	-9,30
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	18,36
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	-37,32
7.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	-83,16
7.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	-95,64
7.22.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	453,12	193,00
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	174,01
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	561,40	301,28
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	620,36	360,24

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	90,10
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	361,99	101,87
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	78,22
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	114,54
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	129,48
8.	<b>Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР</b>		
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	-80,58
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	-102,24
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	50,57
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	361,00	100,88
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	36,77

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	74,60
9.	<b>Премии във връзка с актуализирани цени по Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР</b>		
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.	535,64	275,52
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.	504,90	244,78
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.	462,15	202,03
10.	<b>Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР</b>		
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	116,66
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.	376,23	116,11
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	88,94

11.	<b>Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г. на КЕВР</b>		
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	310,13	50,01
12.	<b>Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-35 от 13.08.2020 г. на КЕВР</b>		
12.1.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи до 2 250 часа	148,71	-83,12
13.	<b>Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-12 от 26.03.2021 г. на КЕВР</b>		
13.1.	За обособената група руслови, подязовирни, деривационни, с горен или долен изравнител водоелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW.	112,48	-153,19
14.	<b>Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-18 от 18.06.2021 г. на КЕВР</b>		
14.1.	Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW	122,50	-109,33
15.	<b>Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-9 от 19.05.2023 г. на КЕВР</b>		
15.1.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи над 2 250 часа	132,71	-99,12

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

Таблица № 1:

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																			
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията																			
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%		над 80 до 90%		над 90%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
16.1.	<i>Нисконапонни руслони ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																					
	222,83		216,55	-49,12	203,98	-61,69	191,41	-74,26	178,84	-86,83	166,27	-99,40	153,71	-111,96	141,14	-124,53	128,57	-137,1	116,00	-149,67	103,43	-162,24
16.2.	<i>Среднонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																					
	186,87		181,71	-83,96	171,39	-94,28	161,08	-104,59	150,76	-114,91	140,44	-125,23	130,12	-135,55	119,80	-145,87	109,49	-156,18	99,17	-166,50	88,85	-176,82
16.3.	<i>Високонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																					
	179,04		174,13	-91,54	164,30	-101,37	154,47	-111,20	144,64	-121,03	134,81	-130,86	124,98	-140,69	115,15	-150,52	105,32	-160,35	95,49	-170,18	85,66	-180,01
16.4.	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW</i>																					
	265,05		257,45	-8,22	242,24	-23,43	227,03	-38,64	211,82	-53,85	196,61	-69,06	181,40	-84,27	166,19	-99,48	150,98	-114,69	135,77	-129,90	120,56	-145,11
16.5.	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																					
	112,10		109,12	-156,55	103,15	-162,52	97,19	-168,48	91,22	-174,45	85,26	-180,41	79,29	-186,38	73,33	-192,34	67,36	-198,31	61,40	-204,27	55,43	-210,24
16.6.	<i>Вятърни електрически централи до 2 250 часа</i>																					
	191,00		187,18	-44,65	179,54	-52,29	171,91	-59,92	164,27	-67,56	156,63	-75,20	148,99	-82,84	141,35	-90,48	133,72	-98,11	126,08	-105,75	118,44	-113,39
16.7.	<i>Вятърни електрически централи над 2 250 часа</i>																					
	173,06		169,65	-62,18	162,84	-68,99	156,03	-75,80	149,22	-82,61	142,41	-89,42	135,60	-96,23	128,79	-103,04	121,98	-109,85	115,17	-116,66	108,36	-123,47
16.8.	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																					
	137,06		134,99	-96,84	130,86	-100,97	126,73	-105,10	122,60	-109,23	118,47	-113,36	114,34	-117,49	110,21	-121,62	106,08	-125,75	101,95	-129,88	97,82	-134,01
16.9.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади</i>																					
	583,77		569,27	319,00	540,27	290,00	511,28	261,01	482,28	232,01	453,28	203,01	424,29	174,02	395,29	145,02	366,29	116,02	337,30	87,03	308,30	58,03
16.10.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp</i>																					
	485,60		473,67	223,40	449,82	199,55	425,97	175,70	402,11	151,84	378,26	127,99	354,41	104,14	330,56	80,29	306,70	56,43	282,85	32,58	259,00	8,73
16.11.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																					
	255,51	241,28	227,12	-33,00	213,07	-47,05	199,16	-60,96	185,41	-74,71	171,87	-88,25	158,62	-101,50	145,75	-114,37	133,41	-126,71	121,83	-138,29	116,42	-143,70
16.12.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																					
	282,15	312,02	297,85	37,73	283,81	23,69	269,92	9,80	256,22	-3,90	242,75	-17,37	229,56	-30,56	216,71	-43,41	204,29	-55,83	192,41	-67,71	186,72	-73,40

## Ниво 0

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 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
16.13.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																					
	227,20	149,61	135,77	-124,35	121,94	-138,18	108,12	-152,00	94,31	-165,81	80,50	-179,62	66,72	-193,40	52,99	-207,13	39,34	-220,78	25,94	-234,18	19,53	-240,59
16.14.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 150 kW до 1 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																					
	405,61	605,50	584,48	324,36	563,60	303,48	542,88	282,76	522,34	262,22	502,02	241,90	481,93	221,81	462,12	202,00	442,63	182,51	423,51	163,39	414,12	154,00
16.15.	<i>Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																					
	253,03		249,34	-10,78	241,96	-18,16	234,58	-25,54	227,20	-32,92	219,82	-40,30	212,43	-47,69	205,05	-55,07	197,67	-62,45	190,29	-69,83	182,91	-77,21
16.16.	<i>Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																					
	243,86		240,40	-19,72	233,50	-26,62	226,60	-33,52	219,69	-40,43	212,79	-47,33	205,89	-54,23	198,99	-61,13	192,08	-68,04	185,18	-74,94	178,28	-81,84
16.17.	<i>Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци</i>																					
	132,05		129,73	-130,39	125,10	-135,02	120,47	-139,65	115,84	-144,28	111,21	-148,91	106,57	-153,55	101,94	-158,18	97,31	-162,81	92,68	-167,44	88,05	-172,07
16.18.	<i>Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци</i>																					
	119,27		117,45	-142,67	113,81	-146,31	110,17	-149,95	106,53	-153,59	102,89	-157,23	99,24	-160,88	95,60	-164,52	91,96	-168,16	88,32	-171,80	84,68	-175,44
16.19.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци</i>																					
	429,42	394,18	361,59	101,47	329,06	68,94	296,61	36,49	264,25	4,13	232,05	-28,07	200,09	-60,03	168,51	-91,61	137,64	-122,48	108,24	-151,88	94,66	-165,46

## Ниво 0

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
16.1.	<i>Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW</i>																	
	195,03	207,67	204,63	-55,49	201,59	-58,53	198,55	-61,57	195,51	-64,61	192,47	-67,65	189,42	-70,70	186,38	-73,74	183,34	-76,78
16.2.	<i>Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW</i>																	
	185,99	196,85	193,82	-66,30	190,79	-69,33	187,76	-72,36	184,73	-75,39	181,71	-78,41	178,68	-81,44	175,65	-84,47	172,62	-87,50
16.3.	<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	92,18	346,51	86,39	340,73	80,61	334,94	74,82	329,16	69,04	323,37	63,25	317,59	57,47	311,80	51,68
16.4.	<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	102,73	356,37	96,25	349,88	89,76	343,39	83,27	336,91	76,79	330,42	70,30	323,93	63,81	317,44	57,32
16.5.	<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	127,35	376,99	116,87	366,51	106,39	356,03	95,91	345,56	85,44	335,08	74,96	324,60	64,48	314,12	54,00
16.6.	<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	117,61	367,43	107,31	357,12	97,00	346,82	86,70	336,51	76,39	326,20	66,08	315,90	55,78	305,59	45,47
16.7.	<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	153,50	401,29	141,17	388,96	128,84	376,63	116,51	364,30	104,18	351,96	91,84	339,63	79,51	327,30	67,18

## Ниво 0

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

Таблица № 1:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
17.1.	<i>Нисконапонни 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	-77,12	178,94	-86,73	169,34	-96,33	159,73	-105,94	150,12	-115,55	140,52	-125,15	130,91	-134,76	121,31	-144,36	111,70	-153,97
17.2.	<i>Среднонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	162,69		158,75	-106,92	150,86	-114,81	142,98	-122,69	135,09	-130,58	127,20	-138,47	119,32	-146,35	111,43	-154,24	103,55	-162,12	95,66	-170,01
17.3.	<i>Високонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	156,01		152,25	-113,42	144,74	-120,93	137,23	-128,44	129,72	-135,95	122,21	-143,46	114,69	-150,98	107,18	-158,49	99,67	-166,00	92,16	-173,51
17.4.	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW</i>																			
	229,33		223,52	-42,15	211,90	-53,77	200,27	-65,40	188,65	-77,02	177,03	-88,64	165,40	-100,27	153,78	-111,89	142,16	-123,51	130,53	-135,14
17.5.	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																			
	98,15		95,87	-169,80	91,31	-174,36	86,75	-178,92	82,19	-183,48	77,63	-188,04	73,08	-192,59	68,52	-197,15	63,96	-201,71	59,40	-206,27
17.6.	<i>Вятърни електрически централи до 2 250 часа</i>																			
	148,71		146,29	-85,54	141,43	-90,40	136,57	-95,26	131,71	-100,12	126,85	-104,98	121,99	-109,84	117,13	-114,70	112,27	-119,56	107,41	-124,42
17.7.	<i>Вятърни електрически централи над 2 250 часа</i>																			
	132,71		130,60	-101,23	126,37	-105,46	122,14	-109,69	117,92	-113,91	113,69	-118,14	109,46	-122,37	105,23	-126,60	101,00	-130,83	96,78	-135,05
17.8.	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																			
	104,43		103,22	-128,61	100,80	-131,03	98,38	-133,45	95,96	-135,87	93,54	-138,29	91,12	-140,71	88,70	-143,13	86,28	-145,55	83,86	-147,97
17.9.	<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	59,43	296,87	46,60	284,03	33,76	271,20	20,93	258,37	8,10	245,54	-4,73	232,71	-17,56	219,87	-30,40	207,04	-43,23
17.10.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																			
	237,05		232,42	-17,85	223,14	-27,13	213,87	-36,40	204,59	-45,68	195,32	-54,95	186,04	-64,23	176,77	-73,50	167,49	-82,78	158,22	-92,05
17.11.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>																			
	236,26		231,65	-18,62	222,41	-27,86	213,17	-37,10	203,93	-46,34	194,69	-55,58	185,45	-64,82	176,21	-74,06	166,97	-83,30	157,73	-92,54
17.12.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																			
	234,09		231,35	-28,77	225,86	-34,26	220,37	-39,75	214,89	-45,23	209,40	-50,72	203,91	-56,21	198,42	-61,70	192,94	-67,18	187,45	-72,67



## Ниво 0

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
17.13.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																			
	226,14		223,57	-36,55	218,44	-41,68	213,31	-46,81	208,18	-51,94	203,05	-57,07	197,91	-62,21	192,78	-67,34	187,65	-72,47	182,52	-77,60
17.14.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																			
	120,15		118,43	-141,69	114,99	-145,13	111,54	-148,58	108,10	-152,02	104,66	-155,46	101,21	-158,91	97,77	-162,35	94,33	-165,79	90,88	-169,24
17.15.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																			
	109,83		108,48	-151,64	105,78	-154,34	103,09	-157,03	100,39	-159,73	97,69	-162,43	95,00	-165,12	92,30	-167,82	89,60	-170,52	86,91	-173,21
17.16.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																			
	232,40	149,65	135,82	-124,30	121,99	-138,13	108,18	-151,94	94,37	-165,75	80,58	-179,54	66,82	-193,30	53,11	-207,01	39,51	-220,61	26,22	-233,90
17.17.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци</i>																			
	400,97	362,01	332,76	72,64	303,58	43,46	274,48	14,36	245,51	-14,61	216,72	-43,40	188,20	-71,92	160,12	-100,00	132,84	-127,28	107,11	-153,01

## Ниво 0

Таблица № 2:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
17.1.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
	267,07	276,54	272,23	12,11	267,93	7,81	263,62	3,50	259,31	-0,81	255,01	-5,11	250,70	-9,42	246,39	-13,73	242,08	-18,04
17.2.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл</i>																	
	287,30	295,72	290,38	30,26	285,04	24,92	279,70	19,58	274,36	14,24	269,02	8,90	263,67	3,55	258,33	-1,79	252,99	-7,13
17.3.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури</i>																	
	192,29	197,32	195,06	-65,06	192,79	-67,33	190,53	-69,59	188,27	-71,85	186,01	-74,11	183,74	-76,38	181,48	-78,64	179,22	-80,90
17.4.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури</i>																	
	182,86	187,55	185,30	-74,82	183,04	-77,08	180,79	-79,33	178,53	-81,59	176,28	-83,84	174,03	-86,09	171,77	-88,35	169,52	-90,60
17.5.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	472,63	479,49	472,21	212,09	464,92	204,80	457,64	197,52	450,36	190,24	443,08	182,96	435,79	175,67	428,51	168,39	421,23	161,11
17.6.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	452,14	460,19	453,77	193,65	447,34	187,22	440,92	180,80	434,49	174,37	428,07	167,95	421,65	161,53	415,22	155,10	408,80	148,68
17.7.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	402,66	410,09	404,52	144,40	398,95	138,83	393,38	133,26	387,81	127,69	382,25	122,13	376,68	116,56	371,11	110,99	365,54	105,42
17.8.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия</i>																	
	465,79	473,56	466,52	206,40	459,48	199,36	452,45	192,33	445,41	185,29	438,37	178,25	431,33	171,21	424,29	164,17	417,26	157,14
17.9.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл</i>																	
	367,88	371,80	364,01	103,89	356,21	96,09	348,42	88,30	340,63	80,51	332,84	72,72	325,04	64,92	317,25	57,13	309,46	49,34
17.10.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл</i>																	
	357,98	361,87	354,21	94,09	346,54	86,42	338,88	78,76	331,21	71,09	323,55	63,43	315,89	55,77	308,22	48,10	300,56	40,44
17.11.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл</i>																	
	391,06	394,55	385,38	125,26	376,21	116,09	367,05	106,93	357,88	97,76	348,71	88,59	339,54	79,42	330,37	70,25	321,21	61,09

Ниво 0

**18. 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
18.1.		<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади</i>																	
	206,34	202,40	-47,87	194,51	-55,76	186,61	-63,66	178,72	-71,55	170,83	-79,44	162,93	-87,34	155,04	-95,23	147,15	-103,12	139,25	-111,02
18.2.		<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																	
	171,37	168,21	-82,06	161,89	-88,38	155,57	-94,70	149,25	-101,02	142,93	-107,34	136,61	-113,66	130,29	-119,98	123,97	-126,30	117,65	-132,62
18.3.		<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>																	
	169,85	166,73	-83,54	160,48	-89,79	154,22	-96,05	147,97	-102,30	141,72	-108,55	135,47	-114,80	129,22	-121,05	122,96	-127,31	116,71	-133,56

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

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 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
19.1.			<i>Нисконапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен над до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>															
	193,38		183,77	-81,90	174,17	-91,50	164,56	-101,11	154,96	-110,71	145,35	-120,32	135,74	-129,93	126,14	-139,53	116,53	-149,14
19.2.			<i>Нисконапорни руслови ВЕЦс годишен изравнител с нетен над до 15 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>															
	242,30		230,21	-35,46	218,11	-47,56	206,02	-59,65	193,92	-71,75	181,83	-83,84	169,73	-95,94	157,64	-108,03	145,54	-120,13
19.3.			<i>Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен над от 30 до 100 метра ис инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>															
	162,71		154,82	-110,85	146,94	-118,73	139,05	-126,62	131,17	-134,50	123,28	-142,39	115,39	-150,28	107,51	-158,16	99,62	-166,05

## Ниво 0

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
19.4.	<i>Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																	
	156,04		148,53	-117,14	141,02	-124,65	133,50	-132,17	125,99	-139,68	118,48	-147,19	110,97	-154,70	103,46	-162,21	95,94	-169,73
19.5.	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW</i>																	
	229,35		217,73	-47,94	206,10	-59,57	194,48	-71,19	182,85	-82,82	171,23	-94,44	159,61	-106,06	147,98	-117,69	136,36	-129,31
19.6.	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																	
	98,15		93,60	-172,07	89,06	-176,61	84,51	-181,16	79,97	-185,70	75,42	-190,25	70,87	-194,80	66,33	-199,34	61,78	-203,89
19.7.	<i>Вятърни електрически централи с инсталирана мощност до 1 000 kW</i>																	
	151,39		146,91	-84,92	142,42	-89,41	137,94	-93,89	133,45	-98,38	128,97	-102,86	124,48	-107,35	120,00	-111,83	115,51	-116,32
19.8.	<i>Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 000 kW</i>																	
	122,50		118,83	-113,00	115,16	-116,67	111,49	-120,34	107,82	-124,01	104,16	-127,67	100,49	-131,34	96,82	-135,01	93,15	-138,68
19.9.	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																	
	105,16		102,74	-129,09	100,32	-131,51	97,90	-133,93	95,48	-136,35	93,06	-138,77	90,63	-141,20	88,21	-143,62	85,79	-146,04
19.10.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади</i>																	
	196,58		188,63	-61,64	180,68	-69,59	172,72	-77,55	164,77	-85,50	156,82	-93,45	148,87	-101,40	140,92	-109,35	132,96	-117,31
19.11.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																	
	176,29		169,18	-81,09	162,06	-88,21	154,95	-95,32	147,84	-102,43	140,73	-109,54	133,61	-116,66	126,50	-123,77	119,39	-130,88
19.12.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>																	
	160,20		153,84	-96,43	147,47	-102,80	141,11	-109,16	134,74	-115,53	128,38	-121,89	122,02	-128,25	115,65	-134,62	109,29	-140,98
19.13.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																	
	206,32		201,44	-58,68	196,57	-63,55	191,69	-68,43	186,82	-73,30	181,94	-78,18	177,06	-83,06	172,19	-87,93	167,31	-92,81
19.14.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от пречистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
	249,66	209,93	196,86	-63,26	183,89	-76,23	171,05	-89,07	158,37	-101,75	145,91	-114,21	133,74	-126,38	121,98	-138,14	110,79	-149,33

## Ниво 0

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
19.15.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско поддръжане и други дървесни отпадъци</i>																	
	277,39	306,31	292,74	32,62	279,31	19,19	266,03	5,91	252,93	-7,19	240,06	-20,06	227,44	-32,68	215,16	-44,96	203,28	-56,84
19.16.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско поддръжане и други дървесни отпадъци</i>																	
	221,71	138,44	125,73	-134,39	113,03	-147,09	100,33	-159,79	87,65	-172,47	74,98	-185,14	62,34	-197,78	49,75	-210,37	37,27	-222,85
19.17.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	447,43	629,52	606,80	346,68	584,25	324,13	561,87	301,75	539,70	279,58	517,77	257,65	496,12	236,00	474,79	214,67	453,84	193,72
19.18.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	453,12	605,05	581,38	321,26	557,89	297,77	534,62	274,50	511,59	251,47	488,85	228,73	466,45	206,33	444,45	184,33	422,93	162,81
19.19.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от прочистване на гори, горско поддръжане и други дървесни отпадъци</i>																	
	387,04	403,18	375,87	115,75	348,69	88,57	321,66	61,54	294,84	34,72	268,28	8,16	242,10	-18,02	216,46	-43,66	191,63	-68,49
19.20.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури</i>																	
	176,96		174,33	-85,79	171,70	-88,42	169,07	-91,05	166,44	-93,68	163,81	-96,31	161,18	-98,94	158,55	-101,57	155,92	-104,20
19.21.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури</i>																	
	164,48		161,85	-98,27	159,22	-100,90	156,58	-103,54	153,95	-106,17	151,32	-108,80	148,69	-111,43	146,06	-114,06	143,42	-116,70
19.22.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	434,13		427,88	167,76	421,62	161,50	415,37	155,25	409,11	148,99	402,86	142,74	396,61	136,49	390,35	130,23	384,10	123,98
19.23.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	387,53		381,92	121,80	376,31	116,19	370,70	110,58	365,09	104,97	359,48	99,36	353,86	93,74	348,25	88,13	342,64	82,52
19.24.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																	
	213,90		208,69	-51,43	203,47	-56,65	198,26	-61,86	193,05	-67,07	187,84	-72,28	182,62	-77,50	177,41	-82,71	172,20	-87,92

## Ниво 0

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
19.25.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																	
	105,15		101,55	-158,57	97,94	-162,18	94,34	-165,78	90,74	-169,38	87,14	-172,98	83,53	-176,59	79,93	-180,19	76,33	-183,79
19.26.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																	
	89,16		86,30	-173,82	83,43	-176,69	80,57	-179,55	77,71	-182,41	74,85	-185,27	71,98	-188,14	69,12	-191,00	66,26	-193,86
19.27.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство</i>																	
	349,32		342,37	82,25	335,43	75,31	328,48	68,36	321,53	61,41	314,59	54,47	307,64	47,52	300,69	40,57	293,74	33,62
19.28.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство</i>																	
	337,44		330,10	69,98	322,75	62,63	315,41	55,29	308,06	47,94	300,72	40,60	293,37	33,25	286,03	25,91	278,68	18,56
19.29.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство</i>																	
	373,76		365,56	105,44	357,37	97,25	349,17	89,05	340,97	80,85	332,78	72,66	324,58	64,46	316,38	56,26	308,18	48,06

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

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
20.1.	<i>Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен над до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	189,31		184,60	-81,07	175,20	-90,47	165,80	-99,87	156,39	-109,28	146,99	-118,68	137,59	-128,08	128,18	-137,49	118,78	-146,89	109,38	-156,29

## Ниво 0

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																			
			процент на безвъзмездното финансиране																			
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%			
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
20.2.			<i>Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	236,92		231,00	-34,67	219,17	-46,50	207,35	-58,32	195,52	-70,15	183,69	-81,98	171,87	-93,80	160,04	-105,63	148,22	-117,45	136,39	-129,28		
20.3.			<i>Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	159,14		155,28	-110,39	147,57	-118,10	139,86	-125,81	132,14	-133,53	124,43	-141,24	116,72	-148,95	109,00	-156,67	101,29	-164,38	93,58	-172,09		
20.4.			<i>Висконапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	152,36		148,69	-116,98	141,36	-124,31	134,02	-131,65	126,69	-138,98	119,35	-146,32	112,02	-153,65	104,68	-160,99	97,35	-168,32	90,01	-175,66		
20.5.			<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW</i>																			
	224,37		218,68	-46,99	207,31	-58,36	195,94	-69,73	184,57	-81,10	173,20	-92,47	161,82	-103,85	150,45	-115,22	139,08	-126,59	127,71	-137,96		
20.6.			<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																			
	93,69		91,52	-174,15	87,18	-178,49	82,84	-182,83	78,50	-187,17	74,16	-191,51	69,82	-195,85	65,48	-200,19	61,14	-204,53	56,80	-208,87		
20.7.			<i>ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW</i>																			
	116,98		115,26	-116,57	111,80	-120,03	108,33	-123,50	104,86	-126,97	101,40	-130,43	97,93	-133,90	94,47	-137,36	91,00	-140,83	87,53	-144,30		
20.8.			<i>ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW</i>																			
	95,55		93,52	-138,31	90,66	-141,17	87,80	-144,03	84,94	-146,89	82,08	-149,75	79,21	-152,62	76,35	-155,48	73,49	-158,34	70,63	-161,20		
20.9.			<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																			
	83,16		82,21	-149,62	80,29	-151,54	78,38	-153,45	76,47	-155,36	74,55	-157,28	72,64	-159,19	70,72	-161,11	68,81	-163,02	66,90	-164,93		

## Ниво 0

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																			
			процент на безвъзмездното финансиране																			
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%			
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
20.10.	<i>Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии</i>																					
	144,68		130,21	-120,06	115,75	-134,52	101,28	-148,99	86,81	-163,46	72,34	-177,93	57,87	-192,40	43,40	-206,87	28,94	-221,33	14,47	-235,80		
20.11.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																					
	134,03		131,34	-118,93	125,93	-124,34	120,52	-129,75	115,12	-135,15	109,71	-140,56	104,30	-145,97	98,89	-151,38	93,48	-156,79	88,08	-162,19		
20.12.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>																					
	131,36		128,77	-121,50	123,56	-126,71	118,34	-131,93	113,12	-137,15	107,90	-142,37	102,68	-147,59	97,46	-152,81	92,24	-158,03	87,02	-163,25		
20.13.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																					
	213,90		211,29	-48,83	206,08	-54,04	200,87	-59,25	195,66	-64,46	190,44	-69,68	185,23	-74,89	180,02	-80,10	174,81	-85,31	169,60	-90,52		
20.14.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																					
	206,32		203,88	-56,24	199,01	-61,11	194,13	-65,99	189,25	-70,87	184,38	-75,74	179,50	-80,62	174,63	-85,49	169,75	-90,37	164,87	-95,25		
20.15.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																					
	105,15		103,35	-156,77	99,75	-160,37	96,14	-163,98	92,54	-167,58	88,94	-171,18	85,33	-174,79	81,73	-178,39	78,13	-181,99	74,52	-185,60		
20.16.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																					
	89,16		87,72	-172,40	84,86	-175,26	81,99	-178,13	79,13	-180,99	76,27	-183,85	73,40	-186,72	70,54	-189,58	67,68	-192,44	64,81	-195,31		
20.17.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																					
	250,82		248,72	-11,40	244,52	-15,60	240,32	-19,80	236,12	-24,00	231,92	-28,20	227,72	-32,40	223,52	-36,60	219,32	-40,80	215,12	-45,00		



## Ниво 0

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 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
20.18.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство</i>																			
	278,48		275,86	15,74	270,61	10,49	265,37	5,25	260,12	0,00	254,87	-5,25	249,63	-10,49	244,38	-15,74	239,13	-20,99	233,89	-26,23
20.19.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																			
	222,80		220,84	-39,28	216,94	-43,18	213,03	-47,09	209,12	-51,00	205,22	-54,90	201,31	-58,81	197,41	-62,71	193,50	-66,62	189,59	-70,53
20.20.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури</i>																			
	176,96		175,64	-84,48	173,01	-87,11	170,38	-89,74	167,75	-92,37	165,12	-95,00	162,50	-97,62	159,87	-100,25	157,24	-102,88	154,61	-105,51
20.21.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури</i>																			
	164,48		163,17	-96,95	160,54	-99,58	157,90	-102,22	155,27	-104,85	152,64	-107,48	150,01	-110,11	147,38	-112,74	144,74	-115,38	142,11	-118,01
20.22.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																			
	453,12		448,88	188,76	440,41	180,29	431,94	171,82	423,48	163,36	415,01	154,89	406,54	146,42	398,07	137,95	389,60	129,48	381,14	121,02
20.23.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																			
	434,13		431,00	170,88	424,75	164,63	418,49	158,37	412,24	152,12	405,99	145,87	399,73	139,61	393,48	133,36	387,23	127,11	380,97	120,85
20.24.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 1 500 kW до 5 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																			
	387,53	561,40	542,38	282,26	523,47	263,35	504,68	244,56	486,02	225,90	467,52	207,40	449,20	189,08	431,08	170,96	413,21	153,09	395,61	135,49
20.25.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																			
	447,43	620,36	597,46	337,34	574,71	314,59	552,13	292,01	529,73	269,61	507,54	247,42	485,61	225,49	463,98	203,86	442,69	182,57	421,81	161,69

## Ниво 0

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 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
20.26.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство</i>																			
	350,22		346,75	86,63	339,80	79,68	332,85	72,73	325,91	65,79	318,96	58,84	312,01	51,89	305,06	44,94	298,12	38,00	291,17	31,05
20.27.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци</i>																			
	387,94	361,99	334,41	74,29	306,90	46,78	279,49	19,37	252,22	-7,90	225,15	-34,97	198,36	-61,76	172,02	-88,10	146,41	-113,71	122,11	-138,01
20.28.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство</i>																			
	338,34		334,67	74,55	327,32	67,20	319,98	59,86	312,63	52,51	305,29	45,17	297,94	37,82	290,60	30,48	283,25	23,13	275,91	15,79
20.29.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство</i>																			
	374,66		371,16	111,04	362,96	102,84	354,77	94,65	346,57	86,45	338,37	78,25	330,17	70,05	321,97	61,85	313,78	53,66	305,58	45,46
20.30.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци, с комбинирано производство</i>																			
	389,60		385,64	125,52	377,74	117,62	369,83	109,71	361,93	101,81	354,03	93,91	346,12	86,00	338,22	78,10	330,31	70,19	322,41	62,29

По отношение на горните точки от 16 до 20, следва да се има предвид, че в случаите, в които разликата между определената до влизането в сила на същия закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от ВИ в зависимост от първичния енергиен източник, е отрицателна величина не следва да се определят премии.

Изказвания по т.1.:

И. Н. Иванов обяви, че Комисията ще продължи с разглеждане на т. 1 от дневния ред, чието разглеждане е било прекъснато по съображения, които са изложени при разглеждането. Председателят даде думата на работната група само по отношение на промяната.

И. Н. Иванов попита дали в обяснителната записка към проекта на решение е отразена тази промяна в становището на Комисията и след това тази промяна е намерила отражение и в диспозитива на решение. Председателят помоли за кратко докладване в тази посока.

А. Иванова каза, че във връзка с указанията на Комисията и по отношение на исканията на дружествата производители на електрическа енергия от биомаса, използващи за суровини царевичен силаж и оборски тор, в частта на възраженията им, касаещи промяна на съотношението на разходите за суровини от 80% към 20% в полза на растителната биомаса, следва да се има предвид, че е извършена промяна и е прието за обосновано да се извърши корекция на съотношението на количествата суровини на база справките, предоставени от дружествата производители, а именно – прието е за обосновано по отношение на суровините на база представените справки, да бъде 55% към 45% животински субстанции към растителни субстанции. Това е довело до промяна на цените, респективно премиите за групите електрически централи, използващи тези суровини. По-конкретно, става въпрос за групите електрически централи, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, и електрически централи, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. За въпросните групи е променено съотношението на количествата суровини, като в тази връзка са преизчислени стойностите. Подробно в мотивната част това ще бъде изложено в частта, където са описани възраженията, за това какво е приема и какво не от страна на Комисията. В диспозитива същото е намерило отражение по отношение на промяната на цените, респективно премиите по съответните групи. В тази връзка следва да се има предвид, че освен въпросното изменение, е допълнено, че по отношение на въпросните изменения същите не следва да се прилагат за групите електрически централи, работещи с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 или 60 на сто, тъй като за същите в чл. 24, т. 3 от ЗЕВИ изрично е фиксирано количественото съотношение на суровини. Поради това за тези групи, въпреки че използват такива суровини, няма как да бъде изменено съотношението. В тази връзка е извършена съответната промяна съгласно указанията на Комисията.

И. Н. Иванов установи, че няма коментари и подложи на гласуване проекта на решение, представен от работната група в началото на заседанието, с направените корекции в резултат на решението на Комисията за отчитане на различно съотношение на количествата животинска и растителни субстанции.

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

## КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

I. Определя, считано от 01.07.2023 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, както следва:

1. Фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 208,80 лв./MWh, при нетно специфично производство 1 406 kWh/kWp.

2. Фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 172,88 лв./MWh, при нетно специфично производство 1 406 kWh/kWp.

II. Актуализира 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 – 310,13 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 50,01 лв./MWh, без ДДС.

III. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW и 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 – Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 3 и т. 4, както следва:

1. Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 535,64 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 275,52 лв./MWh, без ДДС.

2. Електрически централи с инсталирана мощност от 500 kW до 1500 kW – 504,90 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 244,78 лв./MWh, без ДДС.

IV. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали 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 - Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 5 – 462,15 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 202,03 лв./MWh, без ДДС.

V. Актуализира преференциалната цена на 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 - Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 6 – 361,00 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 100,88 лв./MWh, без ДДС.

VI. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, 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 – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 34 – 561,40 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 301,28 лв./MWh, без ДДС.

VII. Актуализира 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 - Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 35 – 620,36 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 360,24 лв./MWh, без ДДС.

VIII. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци и отпадъци, от прочистване на гори и горско подрязване, с комбиниран цикъл - Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 37 – 361,99 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 101,87 лв./MWh, без ДДС.

IX. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW и над 5 MW от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци - Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 27, т. 28 и т. 29, както следва:

1. 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 – 209,93 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 0,00 лв./MWh, без ДДС.

2. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 306,31 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 46,19 лв./MWh, без ДДС.

3. 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 – 138,44 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 0,00 лв./MWh, без ДДС.

X. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електроцентрали с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство - Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 35 – 629,52 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 369,40 лв./MWh, без ДДС.

XI. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 32 – 605,05 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 344,93 лв./MWh, без ДДС.

XII. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство - Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.

на КЕВР, в частта по т. 37 – 403,18 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 143,06 лв./MWh, без ДДС.

XIII. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство – Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 33 - 362,01 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 101,89 лв./MWh, без ДДС.

XIV. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от възобновяеми източници чрез електрическа централа с инсталирана мощност над 5 MW, работеща с дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и др. дървесни отпадъци – Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 25 – 149,65 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 0,00 лв./MWh, без ДДС.

XV. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци - Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 16, т. 17 и т. 18, както следва:

1. 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 – 241,28 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 0,00 лв./MWh, без ДДС.

2. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 312,02 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 51,90 лв./MWh, без ДДС.

3. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 149,61 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 0,00 лв./MWh, без ДДС.

XVI. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електроцентрали, с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции - Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 22 – 605,50 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 345,38 лв./MWh, без ДДС.

XVII. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от възобновяеми източници за електроцентрали, с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 2 – 394,18 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 134,06 лв./MWh, без ДДС.

XVIII. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана електрическа 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 - Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 2 – 376,23 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 116,11 лв./MWh, без ДДС.

XIX. Определя премии за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., както следва:

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
1	<b>Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на КЕВР:</b>		
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	0,00
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	448,84
1.10.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW	252,73	0,00
1.11.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW, с комбиниран цикъл	288,04	27,92
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	137,88
1.15.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	302,73	42,61
1.16.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	255,98	0,00
1.17.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	246,05	0,00
1.18.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	136,85	0,00
1.19.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	120,60	0,00
1.20.	ЕЦ над 5 MW за производство на електрическа енергия чрез директно използване на биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и др.	218,60	0,00
2.	<b>Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР:</b>		
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	0,00
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
2.9.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади	583,77	333,50
2.10.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp	485,60	235,33
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	97,96
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	109,22
2.15.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	253,03	0,00



2.16.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	243,86	0,00
2.17.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	132,05	0,00
2.18.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	119,27	0,00
3.	<b>Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР</b>		
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	137,83
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	127,92
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	165,83
4.	<b>Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР</b>		
4.1.	Нисконапонни 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
4.2.	Среднонапонни 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.	Високонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	156,01	0,00
4.4.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,33	0,00
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	65,84
4.8.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	237,05	0,00
4.9.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	236,26	0,00
4.10.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	234,09	0,00
4.11.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	226,14	0,00

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	16,42
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	35,60
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	219,37
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	200,07
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	149,97
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	213,44
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	111,68
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	101,75
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	134,43
5.	<b>Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-28 от 29.08.2012 г. на КЕВР</b>		
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	0,00
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	0,00
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
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	0,00
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	0,00
6.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	176,29	0,00
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
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	174,01

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	127,41
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	89,20
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	77,32
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	113,64
7.	<b>Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР</b>		
7.1.	Нисконапонни 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.	Нисконапонни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	236,92	0,00
7.3.	Среднонапонни 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.	Високонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	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
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	0,00
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	18,36
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	0,00
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	193,00
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	174,01
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	90,10
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	78,22
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	114,54
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	129,48
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
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	50,57
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	36,77
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	74,60
9.	<b>Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР</b>		
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	116,66
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	88,94
10.	<b>Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-35 от 13.08.2020 г. на КЕВР</b>		
10.1.	Вятърни електрически централи (ВТЕЦ), работещи до 2 250 часа	148,71	0,00
11.	<b>Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-12 от 26.03.2021 г. на КЕВР</b>		
11.1.	За обособената група руслови, подязовирни, деривационни, с горен или долен изравнител водоелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW.	112,48	0,00
12.	<b>Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-18 от 18.06.2021 г. на КЕВР</b>		
12.1.	Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW	122,50	0,00
13.	<b>Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-9 от 19.05.2023 г. на КЕВР</b>		
13.1.	Вятърни електрически централи (ВТЕЦ), работещи над 2 250 часа	132,71	0,00

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

## Ниво 0

Таблица № 1:

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																					
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията																					
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%		над 80 до 90%		над 90%			
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
14.1.	<i>Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																							
	222,83		216,55	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		
14.2.	<i>Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																							
	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		
14.3.	<i>Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																							
	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		
14.4.	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW</i>																							
	265,05		257,45	0,00	242,24	0,00	227,03	0,00	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		
14.5.	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																							
	112,10		109,12	0,00	103,15	0,00	97,19	0,00	91,22	0,00	85,26	0,00	79,29	0,00	73,33	0,00	67,36	0,00	61,40	0,00	55,43	0,00		
14.6.	<i>Вятърни електрически централи до 2 250 часа</i>																							
	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		
14.7.	<i>Вятърни електрически централи над 2 250 часа</i>																							
	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		
14.8.	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																							
	137,06		134,99	0,00	130,86	0,00	126,73	0,00	122,60	0,00	118,47	0,00	114,34	0,00	110,21	0,00	106,08	0,00	101,95	0,00	97,82	0,00		
14.9.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади</i>																							
	583,77		569,27	319,00	540,27	290,00	511,28	261,01	482,28	232,01	453,28	203,01	424,29	174,02	395,29	145,02	366,29	116,02	337,30	87,03	308,30	58,03		
14.10.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp</i>																							
	485,60		473,67	223,40	449,82	199,55	425,97	175,70	402,11	151,84	378,26	127,99	354,41	104,14	330,56	80,29	306,70	56,43	282,85	32,58	259,00	8,73		

## Ниво 0

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 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
14.11.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																					
	255,51	241,28	227,12	0,00	213,07	0,00	199,16	0,00	185,41	0,00	171,87	0,00	158,62	0,00	145,75	0,00	133,41	0,00	121,83	0,00	116,42	0,00
14.12.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																					
	282,15	312,02	297,85	37,73	283,81	23,69	269,92	9,80	256,22	0,00	242,75	0,00	229,56	0,00	216,71	0,00	204,29	0,00	192,41	0,00	186,72	0,00
14.13.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																					
	227,20	149,61	135,77	0,00	121,94	0,00	108,12	0,00	94,31	0,00	80,50	0,00	66,72	0,00	52,99	0,00	39,34	0,00	25,94	0,00	19,53	0,00
14.14.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 150 kW до 1 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																					
	405,61	605,50	584,48	324,36	563,60	303,48	542,88	282,76	522,34	262,22	502,02	241,90	481,93	221,81	462,12	202,00	442,63	182,51	423,51	163,39	414,12	154,00
14.15.	<i>Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																					
	253,03		249,34	0,00	241,96	0,00	234,58	0,00	227,20	0,00	219,82	0,00	212,43	0,00	205,05	0,00	197,67	0,00	190,29	0,00	182,91	0,00
14.16.	<i>Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																					
	243,86		240,40	0,00	233,50	0,00	226,60	0,00	219,69	0,00	212,79	0,00	205,89	0,00	198,99	0,00	192,08	0,00	185,18	0,00	178,28	0,00
14.17.	<i>Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци</i>																					
	132,05		129,73	0,00	125,10	0,00	120,47	0,00	115,84	0,00	111,21	0,00	106,57	0,00	101,94	0,00	97,31	0,00	92,68	0,00	88,05	0,00
14.18.	<i>Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци</i>																					
	119,27		117,45	0,00	113,81	0,00	110,17	0,00	106,53	0,00	102,89	0,00	99,24	0,00	95,60	0,00	91,96	0,00	88,32	0,00	84,68	0,00
14.19.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци</i>																					
	429,42	394,18	361,59	101,47	329,06	68,94	296,61	36,49	264,25	4,13	232,05	0,00	200,09	0,00	168,51	0,00	137,64	0,00	108,24	0,00	94,66	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
14.1.	<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
14.2.	<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
14.3.	<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	92,18	346,51	86,39	340,73	80,61	334,94	74,82	329,16	69,04	323,37	63,25	317,59	57,47	311,80	51,68
14.4.	<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	102,73	356,37	96,25	349,88	89,76	343,39	83,27	336,91	76,79	330,42	70,30	323,93	63,81	317,44	57,32
14.5.	<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	127,35	376,99	116,87	366,51	106,39	356,03	95,91	345,56	85,44	335,08	74,96	324,60	64,48	314,12	54,00
14.6.	<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	117,61	367,43	107,31	357,12	97,00	346,82	86,70	336,51	76,39	326,20	66,08	315,90	55,78	305,59	45,47
14.7.	<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	153,50	401,29	141,17	388,96	128,84	376,63	116,51	364,30	104,18	351,96	91,84	339,63	79,51	327,30	67,18

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

Таблица № 1:

## Ниво 0

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
15.1.	<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	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
15.2.	<i>Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	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
15.3.	<i>Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	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
15.4.	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW</i>																			
	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
15.5.	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																			
	98,15		95,87	0,00	91,31	0,00	86,75	0,00	82,19	0,00	77,63	0,00	73,08	0,00	68,52	0,00	63,96	0,00	59,40	0,00
15.6.	<i>Вятърни електрически централи до 2 250 часа</i>																			
	148,71		146,29	0,00	141,43	0,00	136,57	0,00	131,71	0,00	126,85	0,00	121,99	0,00	117,13	0,00	112,27	0,00	107,41	0,00
15.7.	<i>Вятърни електрически централи над 2 250 часа</i>																			
	132,71		130,60	0,00	126,37	0,00	122,14	0,00	117,92	0,00	113,69	0,00	109,46	0,00	105,23	0,00	101,00	0,00	96,78	0,00
15.8.	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																			
	104,43		103,22	0,00	100,80	0,00	98,38	0,00	95,96	0,00	93,54	0,00	91,12	0,00	88,70	0,00	86,28	0,00	83,86	0,00
15.9.	<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	59,43	296,87	46,60	284,03	33,76	271,20	20,93	258,37	8,10	245,54	0,00	232,71	0,00	219,87	0,00	207,04	0,00
15.10.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																			
	237,05		232,42	0,00	223,14	0,00	213,87	0,00	204,59	0,00	195,32	0,00	186,04	0,00	176,77	0,00	167,49	0,00	158,22	0,00

## Ниво 0

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
15.11.	236,26		<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>																	
			231,65	0,00	222,41	0,00	213,17	0,00	203,93	0,00	194,69	0,00	185,45	0,00	176,21	0,00	166,97	0,00	157,73	0,00
15.12.	234,09		<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																	
			231,35	0,00	225,86	0,00	220,37	0,00	214,89	0,00	209,40	0,00	203,91	0,00	198,42	0,00	192,94	0,00	187,45	0,00
15.13.	226,14		<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																	
			223,57	0,00	218,44	0,00	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
15.14.	120,15		<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																	
			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
15.15.	109,83		<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																	
			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
15.16.	232,40	149,65	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
			135,82	0,00	121,99	0,00	108,18	0,00	94,37	0,00	80,58	0,00	66,82	0,00	53,11	0,00	39,51	0,00	26,22	0,00
15.17.	400,97	362,01	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци</i>																	
			332,76	72,64	303,58	43,46	274,48	14,36	245,51	0,00	216,72	0,00	188,20	0,00	160,12	0,00	132,84	0,00	107,11	0,00

Таблица № 2:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%			
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия			
15.1.	267,07	276,54	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
			272,23	12,11	267,93	7,81	263,62	3,50	259,31	0,00	255,01	0,00	250,70	0,00	246,39	0,00	242,08	0,00		

## Ниво 0

№	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
15.2.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл</i>																	
	287,30	295,72	290,38	30,26	285,04	24,92	279,70	19,58	274,36	14,24	269,02	8,90	263,67	3,55	258,33	0,00	252,99	0,00
15.3.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури</i>																	
	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
15.4.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури</i>																	
	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
15.5.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	472,63	479,49	472,21	212,09	464,92	204,80	457,64	197,52	450,36	190,24	443,08	182,96	435,79	175,67	428,51	168,39	421,23	161,11
15.6.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	452,14	460,19	453,77	193,65	447,34	187,22	440,92	180,80	434,49	174,37	428,07	167,95	421,65	161,53	415,22	155,10	408,80	148,68
15.7.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	402,66	410,09	404,52	144,40	398,95	138,83	393,38	133,26	387,81	127,69	382,25	122,13	376,68	116,56	371,11	110,99	365,54	105,42
15.8.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия</i>																	
	465,79	473,56	466,52	206,40	459,48	199,36	452,45	192,33	445,41	185,29	438,37	178,25	431,33	171,21	424,29	164,17	417,26	157,14
15.9.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл</i>																	
	367,88	371,80	364,01	103,89	356,21	96,09	348,42	88,30	340,63	80,51	332,84	72,72	325,04	64,92	317,25	57,13	309,46	49,34
15.10.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл</i>																	
	357,98	361,87	354,21	94,09	346,54	86,42	338,88	78,76	331,21	71,09	323,55	63,43	315,89	55,77	308,22	48,10	300,56	40,44
15.11.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл</i>																	
	391,06	394,55	385,38	125,26	376,21	116,09	367,05	106,93	357,88	97,76	348,71	88,59	339,54	79,42	330,37	70,25	321,21	61,09

**16. 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
16.1.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади</i>																		
	206,34	202,40	0,00	194,51	0,00	186,61	0,00	178,72	0,00	170,83	0,00	162,93	0,00	155,04	0,00	147,15	0,00	139,25	0,00
16.2.	<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
16.3.	<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

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

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 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	
17.1.	<i>Нисконапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																		
	193,38		183,77	0,00	174,17	0,00	164,56	0,00	154,96	0,00	145,35	0,00	135,74	0,00	126,14	0,00	116,53	0,00	
17.2.	<i>Нисконапорни руслови ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 15 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																		
	242,30		230,21	0,00	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	
17.3.	<i>Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																		
	162,71		154,82	0,00	146,94	0,00	139,05	0,00	131,17	0,00	123,28	0,00	115,39	0,00	107,51	0,00	99,62	0,00	
17.4.	<i>Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																		
	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	
17.5.	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW</i>																		
	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	

## Ниво 0

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 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
17.6.	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																	
	98,15		93,60	0,00	89,06	0,00	84,51	0,00	79,97	0,00	75,42	0,00	70,87	0,00	66,33	0,00	61,78	0,00
17.7.	<i>Вятърни електрически централи с инсталирана мощност до 1 000 kW</i>																	
	151,39		146,91	0,00	142,42	0,00	137,94	0,00	133,45	0,00	128,97	0,00	124,48	0,00	120,00	0,00	115,51	0,00
17.8.	<i>Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 000 kW</i>																	
	122,50		118,83	0,00	115,16	0,00	111,49	0,00	107,82	0,00	104,16	0,00	100,49	0,00	96,82	0,00	93,15	0,00
17.9.	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																	
	105,16		102,74	0,00	100,32	0,00	97,90	0,00	95,48	0,00	93,06	0,00	90,63	0,00	88,21	0,00	85,79	0,00
17.10.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади</i>																	
	196,58		188,63	0,00	180,68	0,00	172,72	0,00	164,77	0,00	156,82	0,00	148,87	0,00	140,92	0,00	132,96	0,00
17.11.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																	
	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
17.12.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>																	
	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
17.13.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																	
	206,32		201,44	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
17.14.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от пречистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
	249,66	209,93	196,86	0,00	183,89	0,00	171,05	0,00	158,37	0,00	145,91	0,00	133,74	0,00	121,98	0,00	110,79	0,00
17.15.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от пречистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
	277,39	306,31	292,74	32,62	279,31	19,19	266,03	5,91	252,93	0,00	240,06	0,00	227,44	0,00	215,16	0,00	203,28	0,00
17.16.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от пречистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
	221,71	138,44	125,73	0,00	113,03	0,00	100,33	0,00	87,65	0,00	74,98	0,00	62,34	0,00	49,75	0,00	37,27	0,00

## Ниво 0

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																
			процент на безвъзмездното финансиране																
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%		
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена
17.17.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																		
	447,43	629,52	606,80	346,68	584,25	324,13	561,87	301,75	539,70	279,58	517,77	257,65	496,12	236,00	474,79	214,67	453,84	193,72	
17.18.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																		
	453,12	605,05	581,38	321,26	557,89	297,77	534,62	274,50	511,59	251,47	488,85	228,73	466,45	206,33	444,45	184,33	422,93	162,81	
17.19.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																		
	387,04	403,18	375,87	115,75	348,69	88,57	321,66	61,54	294,84	34,72	268,28	8,16	242,10	0,00	216,46	0,00	191,63	0,00	
17.20.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури</i>																		
	176,96		174,33	0,00	171,70	0,00	169,07	0,00	166,44	0,00	163,81	0,00	161,18	0,00	158,55	0,00	155,92	0,00	
17.21.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури</i>																		
	164,48		161,85	0,00	159,22	0,00	156,58	0,00	153,95	0,00	151,32	0,00	148,69	0,00	146,06	0,00	143,42	0,00	
17.22.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																		
	434,13		427,88	167,76	421,62	161,50	415,37	155,25	409,11	148,99	402,86	142,74	396,61	136,49	390,35	130,23	384,10	123,98	
17.23.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																		
	387,53		381,92	121,80	376,31	116,19	370,70	110,58	365,09	104,97	359,48	99,36	353,86	93,74	348,25	88,13	342,64	82,52	
17.24.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																		
	213,90		208,69	0,00	203,47	0,00	198,26	0,00	193,05	0,00	187,84	0,00	182,62	0,00	177,41	0,00	172,20	0,00	
17.25.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																		
	105,15		101,55	0,00	97,94	0,00	94,34	0,00	90,74	0,00	87,14	0,00	83,53	0,00	79,93	0,00	76,33	0,00	
17.26.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																		
	89,16		86,30	0,00	83,43	0,00	80,57	0,00	77,71	0,00	74,85	0,00	71,98	0,00	69,12	0,00	66,26	0,00	
17.27.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство</i>																		
	349,32		342,37	82,25	335,43	75,31	328,48	68,36	321,53	61,41	314,59	54,47	307,64	47,52	300,69	40,57	293,74	33,62	
17.28.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство</i>																		
	337,44		330,10	69,98	322,75	62,63	315,41	55,29	308,06	47,94	300,72	40,60	293,37	33,25	286,03	25,91	278,68	18,56	
17.29.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство</i>																		
	373,76		365,56	105,44	357,37	97,25	349,17	89,05	340,97	80,85	332,78	72,66	324,58	64,46	316,38	56,26	308,18	48,06	

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

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 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
18.1.	<i>Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	189,31		184,60	0,00	175,20	0,00	165,80	0,00	156,39	0,00	146,99	0,00	137,59	0,00	128,18	0,00	118,78	0,00	109,38	0,00
18.2.	<i>Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	236,92		231,00	0,00	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
18.3.	<i>Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	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
18.4.	<i>Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																			
	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
18.5.	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW</i>																			
	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
18.6.	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																			
	93,69		91,52	0,00	87,18	0,00	82,84	0,00	78,50	0,00	74,16	0,00	69,82	0,00	65,48	0,00	61,14	0,00	56,80	0,00
18.7.	<i>ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW</i>																			
	116,98		115,26	0,00	111,80	0,00	108,33	0,00	104,86	0,00	101,40	0,00	97,93	0,00	94,47	0,00	91,00	0,00	87,53	0,00
18.8.	<i>ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW</i>																			
	95,55		93,52	0,00	90,66	0,00	87,80	0,00	84,94	0,00	82,08	0,00	79,21	0,00	76,35	0,00	73,49	0,00	70,63	0,00
18.9.	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																			
	83,16		82,21	0,00	80,29	0,00	78,38	0,00	76,47	0,00	74,55	0,00	72,64	0,00	70,72	0,00	68,81	0,00	66,90	0,00



## Ниво 0

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 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
18.10.	<i>Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии</i>																			
	144,68		130,21	0,00	115,75	0,00	101,28	0,00	86,81	0,00	72,34	0,00	57,87	0,00	43,40	0,00	28,94	0,00	14,47	0,00
18.11.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp</i>																			
	134,03		131,34	0,00	125,93	0,00	120,52	0,00	115,12	0,00	109,71	0,00	104,30	0,00	98,89	0,00	93,48	0,00	88,08	0,00
18.12.	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp</i>																			
	131,36		128,77	0,00	123,56	0,00	118,34	0,00	113,12	0,00	107,90	0,00	102,68	0,00	97,46	0,00	92,24	0,00	87,02	0,00
18.13.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																			
	213,90		211,29	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
18.14.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци</i>																			
	206,32		203,88	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
18.15.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																			
	105,15		103,35	0,00	99,75	0,00	96,14	0,00	92,54	0,00	88,94	0,00	85,33	0,00	81,73	0,00	78,13	0,00	74,52	0,00
18.16.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																			
	89,16		87,72	0,00	84,86	0,00	81,99	0,00	79,13	0,00	76,27	0,00	73,40	0,00	70,54	0,00	67,68	0,00	64,81	0,00
18.17.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																			
	250,82		248,72	0,00	244,52	0,00	240,32	0,00	236,12	0,00	231,92	0,00	227,72	0,00	223,52	0,00	219,32	0,00	215,12	0,00
18.18.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство</i>																			
	278,48		275,86	15,74	270,61	10,49	265,37	5,25	260,12	0,00	254,87	0,00	249,63	0,00	244,38	0,00	239,13	0,00	233,89	0,00

## Ниво 0

№	Преференциална цена, съгласно решение № П-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 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
18.19.			<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
	222,80		220,84	0,00	216,94	0,00	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
18.20.			<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури</i>																	
	176,96		175,64	0,00	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
18.21.			<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури</i>																	
	164,48		163,17	0,00	160,54	0,00	157,90	0,00	155,27	0,00	152,64	0,00	150,01	0,00	147,38	0,00	144,74	0,00	142,11	0,00
18.22.			<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	453,12		448,88	188,76	440,41	180,29	431,94	171,82	423,48	163,36	415,01	154,89	406,54	146,42	398,07	137,95	389,60	129,48	381,14	121,02
18.23.			<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	434,13		431,00	170,88	424,75	164,63	418,49	158,37	412,24	152,12	405,99	145,87	399,73	139,61	393,48	133,36	387,23	127,11	380,97	120,85
18.24.			<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 1 500 kW до 5 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	387,53	561,40	542,38	282,26	523,47	263,35	504,68	244,56	486,02	225,90	467,52	207,40	449,20	189,08	431,08	170,96	413,21	153,09	395,61	135,49
18.25.			<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																	
	447,43	620,36	597,46	337,34	574,71	314,59	552,13	292,01	529,73	269,61	507,54	247,42	485,61	225,49	463,98	203,86	442,69	182,57	421,81	161,69
18.26.			<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство</i>																	
	350,22		346,75	86,63	339,80	79,68	332,85	72,73	325,91	65,79	318,96	58,84	312,01	51,89	305,06	44,94	298,12	38,00	291,17	31,05
18.27.			<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци</i>																	
	387,94	361,99	334,41	74,29	306,90	46,78	279,49	19,37	252,22	0,00	225,15	0,00	198,36	0,00	172,02	0,00	146,41	0,00	122,11	0,00
18.28.			<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство</i>																	
	338,34		334,67	74,55	327,32	67,20	319,98	59,86	312,63	52,51	305,29	45,17	297,94	37,82	290,60	30,48	283,25	23,13	275,91	15,79

## Ниво 0

№	Преференциална цена, съгласно решение № П-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2023 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																			
			процент на безвъзмездното финансиране																			
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%			
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
18.29.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство</i>																					
	374,66		371,16	111,04	362,96	102,84	354,77	94,65	346,57	86,45	338,37	78,25	330,17	70,05	321,97	61,85	313,78	53,66	305,58	45,46		
18.30.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци, с комбинирано производство</i>																					
	389,60		385,64	125,52	377,74	117,62	369,83	109,71	361,93	101,81	354,03	93,91	346,12	86,00	338,22	78,10	330,31	70,19	322,41	62,29		

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

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

**По т.3.** Комисията, след като разгледа заявления с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2023 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, вх. № Е-13-41-35 от 31.03.2023 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, вх. № Е-13-47-13 от 30.03.2023 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-49-7 от 31.03.2023 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-273-71 от 31.03.2023 г. от „Електроразпределение Север“ АД, вх. № Е-13-46-14 от 31.03.2023 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-7 от 03.04.2023 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-2 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-33-4 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, вх. № Е-14-34-3 от 04.04.2023 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД и вх. № Е-14-09-4 от 03.04.2023 г. от „Топлофикация-Русе“ АД, писма с вх. № Е-13-09-12 от 18.04.2023 г. от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД и с вх. № Е-04-64-5 от 16.05.2023 г. от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, допълнителна информация, постъпила в отговор на изпратено от Комисията за енергийно и водно регулиране писмо с изх. № Е-13-77-5 от 04.04.2023 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, както и с писма с вх. № Е-13-62-141 от 13.06.2023 г. и вх. № Е-13-62-141 от 16.06.2023 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, вх. № Е-13-262-78 от 13.06.2023 г. и вх. № Е-13-262-85 от 15.06.2023 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-273-129 от 13.06.2023 г. от „Електроразпределение Север“ АД и вх. № Е-13-09-17 от 13.06.2023 г. и вх. № Е-13-09-18 от 15.06.2023 г. от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, събраните данни и доказателства от проведените на 01.06.2023 г. открито заседание и на 06.06.2023 г. обществено обсъждане, установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 1, 6, 9, 10, 13 и 17 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежат цените: по които производителите в рамките на определената им от Комисията разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ продават електрическа енергия на обществения доставчик; по които общественият доставчик продава на крайните снабдители изкупената на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ електрическа енергия; по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа, на ниво ниско напрежение; за достъп и/или за пренос до/през електропреносната мрежа; за достъп и/или за пренос до/през електроразпределителните мрежи и „цената за задължения към обществото“, съставляваща цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: за компенсиране на невъзстановяеми разходи и разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото.

Според чл. 35, ал. 2, т. 3 и т. 3а от ЗЕ за произтичащи от наложени задължения към обществото се приемат разходите от задължения за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени по чл. 162 от ЗЕ и по чл. 31 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ), както и разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ.

За електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW, Комисията определя премии, като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин (чл. 33а от ЗЕ).

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

По силата на чл. 366, ал. 1 от ЗЕ Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС, Фонда) управлява средствата за покриване на разходите, извършени от обществения доставчик, произтичащи от задълженията му по чл. 93а и 94 от ЗЕ, както и на разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ.

В контекста на чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., за целите на определянето на елемента на цената за задължения към обществото – премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. Според чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи.

Предвид горното, за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

Назначената със Заповед № 3-Е-142 от 11.04.2023 г. на председателя на КЕВР работна група е извършила анализ на данните, съдържащи се в подадените от енергийните дружества заявления и постъпилите допълнителни писма. Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-664 от 22.05.2023 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 169 от 26.05.2023 г., т. 3. В изпълнение на разпоредбата на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 47 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) е проведено открито заседание на 01.06.2023 г. На основание чл. 48 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 179 от 02.06.2023 г., т. 2, е приела проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“, който е подложен на 06.06.2023 г. на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ.

Във връзка с проведеното открито заседание от енергийните дружества са постъпили становища и възражения, както следва: с вх. № Е-13-01-14 от 01.06.2023 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, с вх. № Е-13-41-55 от 01.06.2023 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, с вх. № Е-13-62-138 от 01.06.2023 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, с вх. № Е-13-47-21 от 01.06.2023 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, с вх. № Е-13-262-77 от 01.06.2023 г. и вх. № Е-13-262-86 от 15.06.2023 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-49-11 от 01.06.2023 г. и вх. № Е-13-49-14 от 15.06.2023 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-128 от 01.06.2023 г. от „Електроразпределение Север“ АД, с вх. № Е-13-46-16 от 01.06.2023 г. от

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и с вх. № Е-13-12-4 от 01.06.2023 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, които Комисията е разгледала и обсъдила по-долу в мотивите на настоящото решение.

Във връзка с проведеното обществено обсъждане са постъпили становища и възражения от заинтересовани лица, както следва:

С писма с вх. № Е-04-64-6 от 01.06.2023 г. и вх. № Е-04-64-7 от 13.06.2023 г. Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ е представил становища по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

ФСЕС обръща внимание, че въз основа на направен анализ относно изпълнението на предвидените приходи в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР се констатира, че при планирани в ценовото решение приходи от квоти за емисии на парникови газове в размер на 2 436 415 хил. лв., Фондът ще събере приходи в размер на приблизително 2 257 688 хил. лв. Изчисленията на Фонда се базират на отчетни данни за периода 01.07.2022 г. – 30.04.2023 г. и прогноза за месеците май и юни 2023 г., при средна цена на квотите в размер на 83 – 85 евро/тон. Според ФСЕС предвидената в ценовото решение прогноза за цена на квотите от 85,00 евро/тон в начало на ценовия период, която плавно да се покачи до 99,00 евро/тон към 30.06.2023 г., няма да се реализира. Посочва, че към настоящия момент средната цена за ценовия период на квотите за емисии на парникови газове е в размер на 83 евро/тон, предвид което очаква до края на настоящия ценови период да събере със 179 000 хил. лв. по-малко средства по чл. 36д, ал. 1, т. 2 от ЗЕ.

По отношение на приходите от вноски по чл. 36е от ЗЕ Фондът прогнозира, че въз основа на отчетните данни за периода 01.07.2022 г. – 30.04.2023 г. и прогноза за месеците май и юни 2023 г. ще събере около 602 000 хил. лв. или с около 200 000 хил. лв. по-малко от предвидените приходи на Фонда в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР в размер на 806 млн. лева. Отбелязва, че събраните по-малко приходи водят до недостиг на ликвидни средства и невъзможност Фондът да изплаща своевременно одобрени разходи от Управителния съвет по чл. 36б, ал. 1, т. 1 и т. 2 от ЗЕ, които към настоящия момент възлизат на 163 000 хил. лв. В допълнение поставя акцент върху обстоятелството, че НЕК ЕАД декларира и заплаща във Фонда вноска по чл. 36е от ЗЕ единствено по утвърдената му цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ за регулиран пазар до края на 2022 г., въпреки че от получена от БНЕБ ЕАД информация е видно, че дружеството търгува чрез портфолиото си на производител и реализира приходи и по свободно договорени цени, които съществено се различават от регулираните такива. В тази връзка настоява при изчисляване на прогнозните приходи на Фонда по чл. 36е от ЗЕ и по-конкретно на тези, които се предвижда да бъдат внесени от НЕК ЕАД, в качеството му на производител, КЕВР да се съобрази с изложените факти, а в случай, че дружеството не интерпретира правилно приеманите от Комисията решения, регулаторът да му даде задължителни указания, с цел гарантиране събираемостта на прогнозните приходи в ценовото решение за следващия регулаторен период и своевременно компенсиране на разходите от страна на ФСЕС.

При отчитане на реализираните количества електрическа енергия за предходната година и предвидените в доклада прогнозни пазарни цени на различните видове производители, ФСЕС прогнозира, че за предстоящия ценови период ще събере със 70 000 хил. лв. по-малко приходи по чл. 36е от ЗЕ от предвидените в доклада 656 490 хил. лв. Предвид изложеното, вземайки предвид отчетните данни и факта, че приходите на Фонда имат регулярен характер, с цел своевременно изпълнение на законовите задължения на ФСЕС да покрива ежемесечно разходите на обществения доставчик и на производителите на електрическа енергия за премии, намира за целесъобразно прилагането на по-консервативен подход при прогнозиране на приходите на Фонда по чл. 36д от ЗЕ.

Обръща внимание, че в § 65 от Преходните и заключителни разпоредби (ПЗР) на приет на първо четене Законопроект № 49-302-01-12 за изменение и допълнение на Закона

за енергията от възобновяемите източници (ЗИД на ЗЕВИ) се вменява задължение на Фонда да изплаща разлика на производители, които не са достигнали приходи (включително и премии) през предходната календарна година, съответстващи на количеството електрическа енергия, изчислено при приложимото нетно специфично производство и съответната преференциална цена. Въвеждането на тази разлика гарантира получаване на приход от производителя на електрическа енергия по начин, съответстващ на предходната схема за подпомагане чрез задължително изкупуване по преференциална цена, въпреки че според ФСЕС именно регламентирането на договорите за премия е представлявало стъпка напред в либерализиране на пазара на електрическа енергия, като това включва и носене на пазарен риск от страна на производителите на електрическа енергия. Счита, че при окончателно приемане на § 65 от ПЗР на ЗИД на ЗЕВИ Фондът ще следва да изплаща разлики на производителите, което от своя страна ще наложи да бъдат оценени отново неговите приходи и разходи за ценовия период, доколкото няма предвиден друг целеви приход, с който да бъдат покрити новите разходи.

Комисията приема възражението на ФСЕС относно неизпълнение на приходите, заложили в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, за частично основателно, като е предвидена компенсация, описана в т. V от мотивите на настоящото решение. Основателно е и опасението за надценени приходи по чл. 36е от ЗЕ за следващия регулаторен период, които са коригирани предвид очакванията за по-ниски количества електрическа енергия, произведена от въглищните централи и редуциран износ.

Комисията приема възражението на ФСЕС относно размера на вноската по чл. 36е от ЗЕ, дължима от НЕК ЕАД за приходите от продажба на свободен пазар на количества произведена електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, за основателно. Следва да се има предвид, че съгласно чл. 100, ал. 4 от ЗЕ продажбата на електрическа енергия по свободно договорени цени от производители на електрическа енергия с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW задължително се извършва на организиран борсов пазар. Въпреки, че НЕК ЕАД съвместява едновременно няколко различни лицензионни дейности, дружеството е лицензиран производител на електрическа енергия от ВЕЦ и доколкото само за част от произведените количества електрическа енергия КЕВР му е определила разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ в качеството му на обществен доставчик, то по силата на чл. 100, ал. 4 от ЗЕ останалите количества дружеството задължително продава на борсовия пазар изключително в качеството си на производител, а не на обществен доставчик. В тази връзка не може да се прави сравнение с централите, чиято енергия изцяло се изкупува от НЕК ЕАД съгласно сключени СИЕ в качеството му на обществен доставчик, тъй като тези случаи са уредени в специалната хипотеза на чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ, тоест размерът на вноската по чл. 36е от ЗЕ се изчислява на база приходите на централите от продажбата на всички произведени от тях количества на обществения доставчик. Допълнителен аргумент може да се изведе и от разпоредбата на чл. 100, ал. 2 от ЗЕ, според която общественият доставчик на електрическа енергия може да продава само изкупена по реда на чл. 93а, ал. 1 и чл. 94 електрическа енергия по свободно договорени цени, като произведената електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, извън количествата по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ, не попада в обхвата на чл. 93а, ал. 1 и чл. 94 от ЗЕ, тоест дружеството няма право да продава тази енергия в качеството си на обществен доставчик. Освен това, във всички свои решения Комисията включва в прогнозните приходи на ФСЕС вноските по чл. 36е от ЗЕ на НЕК ЕАД по отношение приходите от произведените количества от ВЕЦ за свободен пазар, като изчислява същите върху определената прогнозна пазарна цена за съответния регулаторен/ценови период.

С писмо с вх. № Е-04-04-10 от 06.06.2023 г. Омбудсманът на Република България е представил становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

Омбудсманът посочва, че заявленията на енергийните предприятия за утвърждаване на цени са публикувани на интернет страницата на КЕВР, но със заличени изходни данни, което е в противоречие с изискванията на чл. 15, ал. 2 от ЗЕ. Отбелязва, че в доклада не са изложени аргументи:

– кое налага цените на нощната енергия да се увеличат съответно със 120,92% за „Електрохолд Продажби“ ЕАД, със 151,44% за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и със 154,69% за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, както и за дневната енергия – съответно с между 30,85% и 32,09%, при положение, че цената, по която НЕК ЕАД ще продава електрическа енергия на крайните снабдители, се увеличава с 38,67% (от 81,90 лв./MWh на 113,54 лв./MWh);

– защо за битовите потребители намаляват количествата електрическа енергия на по-ниска цена, включени в микса, с почти 12% спрямо предходния период (от 1 048 798 MWh на 923 294 MWh или 125 504 MWh), а с 6% спрямо предходния регулаторен период се увеличават количествата електрическа енергия с по-висока цена, произведена от „Ей И Ес - 3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД;

– защо компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ е определена в максималния допустим размер от 7%.

Според омбудсмана, за целите на ценообразуването Комисията е определила средногодишни технологични разходи за всяка ценова година от регулаторните периоди на отделните оператори на електрически мрежи (по 7,5% за всеки от операторите) без предварително да е провела текущо наблюдение съгласно изискванията на чл. 7 от Методиката за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на електрическа енергия при пренос и разпределение на електрическа енергия, приета с решение на КЕВР по Протокол № 69 от 10.05.2012 г.

Счита, че данните в доклада за компенсациите, получени от мрежовите оператори по приети от Министерския съвет решения за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи, са неясни и неразбираеми за потребителите, като настоява КЕВР да предостави подробна информация какъв размер компенсация е получил всеки от операторите и по какъв начин тези средства са включени при формирането на цените за мрежови услуги за новия ценови период.

Омбудсманът изразява несъгласие с липсата в доклада на анализ и съответно на извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването) по чл. 38, ал. 4, т. 2 от НРЦЕЕ. Не споделя мотивите на КЕВР, че по данни на електроразпределителните дружества за показателите за качество на енергията и качество на обслужването не се установяват отклонения от целевите стойности, които могат да бъдат приети за допустими, още повече, че тази констатация не кореспондира с данните от годишния доклад на Комисията за 2022 г. Според омбудсмана не е налице подобрене в качеството на услугите, тъй като за 2022 г. е сезиран с 1016 сигнала срещу електроразпределителните дружества, които са основно за некачествено електрозахранване. Посочва, че към момента липсва информация за осъществени планови проверки на електроразпределителните дружества за спазване на условията по издадените им лицензии. В заключение настоява КЕВР да преразгледа използвания подход при ценообразуването и изпълнението на показателите за качество да се проверява от регулатора.

Омбудсманът посочва, че до момента липсва информация от регулатора дали са извършени проверки на всички електроразпределителни дружества относно реално извършените инвестиции, въпреки че за 2023 г. такива проверки са предвидени съгласно годишния доклад на КЕВР за 2022 г.

Комисията приема горните възражения за неоснователни.



КЕВР е публикувала заявления при заличени изходни данни на тези дружества, които са посочили наличие на търговска тайна в информацията, съдържаща се в подадените от тях заявления. Следва да се има предвид, че тези заявления съдържат факти, свързани със стопанската дейност на дружествата, техническа и финансова информация, структура на разходите, цени и др. В този смисъл изходните данни в заявленията, съдържат информация, която съставлява производствена и търговска тайна и чието разгласяване е забранено предвид разпоредбата на чл. 37 от Закона за защита на конкуренцията (ЗЗК). Същевременно, публикуването на изходните данни от заявленията може да доведе до нелоялна конкуренция между търговци чрез узнаване, използване или разгласяване на търговска тайна, което е форма на нелоялна конкуренция, посочена в специалните текстове на ЗЗК. В тази връзка, КЕВР не е нарушила разпоредбата на чл. 15 от ЗЕ при публикуването на заявления на дружества при заличени изходни данни.

Цената за снабдяване от краен снабдител се изчислява по формулата съгласно чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ. В този смисъл увеличението ѝ се дължи и напълно отразява повишената средна покупна цена на електрическата енергия и увеличената като абсолютна стойност компонента за дейността „снабдяване от краен снабдител“. Следва да се подчертае обаче, че общата цена на електрическата енергия (с включени мрежови тарифи) се изменя с един и същи процент, независимо дали е дневна/нощна или една скала.

Различното отражение на това увеличение върху тарифната структура на цената (дневна/нощна и една скала) се дължи на наблюдаваните в последно време промени в пазарните процеси, при които извънпиковата цена на електрическата енергия (която в голяма степен съвпада с нощната тарифа) трайно се изравнява, дори надвишава пиковата цена (съвпадаща в голяма степен с дневната тарифа), в резултат от ускореното развитие и въвеждане в експлоатация на обекти за производство на електрическа енергия от ВИ не само в България и региона, но и в цяла Европа. Горното налага и обосновава корекцията в тарифната структура на цената.

По отношение на компонентата по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ, при нейното определяне от 2020 г. КЕВР следва последователен подход, като утвърденият размер от 7% отразява изменението в структурата на регулирания пазар, от който отпаднаха небитовите крайни клиенти, присъединени на ниво ниско напрежение и оттам значителното намаляване на количеството електрическа енергия за снабдяване, върху което крайните снабдители реализират приходите си, при относително запазване на разходите на дружествата, влияещи се най-много от броя битови клиенти, който остава непроменен.

По отношение определянето на размера на технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи, КЕВР прилага подход, обвързан с използвания метод за регулиране „горна граница на приходи“ съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2, предложение второ от НРЦЕЕ. В тази връзка в началото на регулаторния период с продължителност от 2 до 5 години, Комисията на основание чл. 11, ал. 6 от НРЦЕЕ с решение определя допустимия целеви размер на признатия технологичен разход на всяко отделно електроразпределително дружество, вземайки предвид спецификите и моментното състояние на всяка от мрежите, тенденцията в развитието на действително отчетения размер технологични разходи на електроразпределителните дружества за предходния регулаторен период, както и процесите, наблюдавани в момента или непосредствено предстоящи в следващите години при управлението на електроразпределителните мрежи, като например ръста в броя на присъединени генериращи мощности на ниво електроразпределителна мрежа, развитието на технологиите при производството на усъвършенствани мрежови компоненти и елементи и др. По време на регулаторния период признатият размер на технологичния разход се запазва непроменен за всеки от ценовите периоди в рамките на регулаторния период, като по този начин дружествата биват стимулирани да насочват приоритетно инвестициите си в мрежата за намаляване на технологичните загуби.

Горното е в изпълнение на разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2, предложение второ от НРЦЕЕ, съгласно която при метода за ценово регулиране „горна граница на приходи“ Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийните предприятия за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка, според чл. 38, ал. 4 и ал. 7 от НРЦЕЕ при този метод за ценово регулиране КЕВР може да извършва единствено годишни корекции с инфлационен индекс за предходен период, с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението, с разлика между прогнозни и отчетени инвестиции и с фактора Z.

По отношение на показателите за качество на енергията и показателите за качество на обслужването, електроразпределителните дружества са предоставили данни, от които се установява, че по отношение на съответните лицензионни територии – в тяхната цялост, не са налице отклонения от допустимите целеви стойности на тези показатели, като в тази връзка КЕВР счита, че е обосновано въвеждането на нов механизъм за индивидуално компенсиране на клиентите, при установяване на отклонения от стандарта, вкл. и чрез въведените в общите условия по чл. 104а от ЗЕ задължения за електроразпределителните дружества да заплащат неустойка на клиент, при установено по надлежния ред отклонение от допустимите показатели за качество на електрическата енергия. КЕВР счита такъв подход за справедлив, тъй като така се обезщетяват само засегнатите потребители, а не всички, в т.ч. и тези, при които не се наблюдава влошено качество.

През 2022 г. в Комисията са постъпили общо 251 бр. жалби за лошо качество на доставяната електрическа енергия – 132 бр. срещу „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, 69 бр. срещу „Електроразпределение Север“ АД, 50 бр. срещу „Електроразпределение Юг“ ЕАД и 2 бр. срещу ЕСО ЕАД.

Предвид трайно високия в последните три години в сравнение с останалите електроразпределителни дружества брой на оплакванията, на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД е извършена планова проверка за изпълнение на условията на Лицензия № Л-135-07/13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“, която обхваща периода от 01.08.2020 г. до 31.12.2021 г. и е свързана с постъпилите в дружеството жалби, свързани с качеството на доставяната електрическа енергия в периода от 01.08.2020 г. до 31.12.2021 г., предприетите мерки и постигнатите резултати, както и изпълнението на задължителни указания, срокът за изпълнение на които попада в този период. От направените проверки на място и извършените измервания на стойностите на захранващото напрежение се констатира, че за 10 броя от проверените 30 обекти качеството на доставяната електрическа енергия не отговаря на определените показатели в т. 3.2.1.3.2 от Методика за отчитане изпълнението на целевите показатели и контрол на показателите за качество на електрическата енергия и качество на обслужването на мрежовите оператори, обществените доставчици и крайни снабдители, приета с Решение № 87 от 17.06.2010 г. на ДКЕВР. За тези обекти „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД не е изпълнило изискванията на т. 3.3.1. от Лицензията, поради което на електроразпределителното дружество са съставени и връчени 10 акта за установяване на административно нарушение, във връзка с които председателят на КЕВР е издал 10 наказателни постановления за налагане на имуществени санкции в общ размер 600 хил. лв. Не са констатирани неизпълнени в срок дадени задължителни указания.

По всички 253 жалби на потребители, свързани с влошено качество, са извършени обстойни проверки и е изискано монтиране на уреди за проверка на качеството. През 2022 г. Комисията е приела като основателни 32 жалби, за които на съответния лицензиант са дадени задължителни указания по прилагане на закона и лицензията, определен е срок за тяхното изпълнение и се следи за неговото спазване.

Комисията не приема възражението на омбудсмана относно липса на данни за размера на компенсациите, получени от мрежовите оператори по приети от Министерския съвет решения за компенсиране на разходите им за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи, както и по какъв начин тези средства са включени при формирането на цените за мрежови услуги за новия ценови период. По-долу в решението, в относимата част за всяко електроразпределително дружество и за оператора на електропреносната мрежа, ясно е посочен размерът на компенсациите, получени от всяко дружество, както и начинът, по който КЕВР е отразил тези допълнителни средства при определяне размера на необходимите им приходи – при електроразпределителните дружества средствата са включени в изчисляването на корекцията по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, съответно при оператора на електропреносната мрежа – в корекцията по чл. 27а от НРЦЕЕ.

Във връзка с твърдяната липса на информация за резултатите от извършените проверки на всички електроразпределителни дружества за реално извършените инвестиции, следва да се има предвид, че Комисията е извършила следните проверки:

– Планова проверка на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-135-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. За резултатите от проверката е изготвен Констативен протокол № Е-4 от 25.05.2023 г. и доклад с вх. № Е-Дк-718 от 12.06.2023 г. г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 190 от 15.06.2023 г., т. 4. В хода на проверката не са констатирани нарушения на лицензия № Л-135-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. На дружеството не са дадени задължителни предписания;

– Планова проверка на „Електроразпределение Юг“ ЕАД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-140-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. За резултатите от проверката е изготвен Констативен протокол № Е-5 от 25.05.2023 г. и доклад с вх. № Е-Дк-717 от 12.06.2023 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 190 от 15.06.2023 г., т. 2. В хода на проверката не са констатирани нарушения на лицензия № Л-140-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. На дружеството не са дадени задължителни предписания;

– Планова проверка на „Електроразпределение Север“ АД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-138-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. За резултатите от проверката е изготвен Констативен протокол № Е-6 от 25.05.2022 г. и доклад с вх. № Дк-716 от 12.06.2023 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 190 от 15.06.2023 г., т. 3. В хода на проверката не са констатирани нарушения на лицензия № Л-138-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“. На дружеството не са дадени задължителни предписания.

С писмо с вх. № Е-04-37-7 от 20.06.2023 г. Асоциация свободен енергиен пазар (АСЕП) е представила становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

По отношение включването в количествата електрическа енергия за регулиран пазар на допълнително количество електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в размер на 2 200 000 MWh по силата на заповед на министъра на енергетиката, АСЕП посочва липсата на нормативно основание в ЗЕ или в подзаконовата нормативна рамка, което да отговаря напълно на действителната ситуация. Предлага да се помисли в посока изработването на адекватни текстове, като възможен подход е отпадане на разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ от ЗЕ, която не допуска определяне на разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период.

Според АСЕП разходите за производство на електрическа енергия на производителите с определена квота за регулиран пазар са занижени, тъй като в цените им не са включени присъщи разходи като например тези за заплащане на цена за достъп до електропреносната мрежа и на вноската от 5% от приходите им във ФСЕС по чл. 36е от ЗЕ. Този регулаторен подход поставя производителите с квоти за регулиран пазар в ситуация да компенсират горните разходи от свободния пазар, което ги принуждава да продават на краткосрочните и рискови пазари в търсене на по-висока доходност, вместо да могат да предложат електрическата си енергия на дългосрочна база с цел осигуряване на необходимата стабилност. Счита, че КЕВР следва да предприеме действия в подкрепа предлагането на дългосрочни продукти, в т.ч. да определя количества електрическа енергия от държавните централи, които да се предлагат на дългосрочна база, както и условията и видовете продукти на търговете. Намира подобни действия за ефективни, тъй като въпреки че пазарът на едро е либерализиран, той е концентриран и доминиран от държавните дружества.

Отбелязва, че за пореден път, както и в предходни години, и без обективни аргументи се определят занижени количества електрическа енергия за крайните снабдители и се допуска хипотеза, в която крайните снабдители да надхвърлят определените им квоти. Посочва, че всяко отклонение между прогноза и реално потребени количества на практика означава, че клиентите са заплащали електрическата енергия под реалната цена на извършените разходи, което генерира дефицит в обществения доставчик, който следва да се покрие от ФСЕС в бъдещ ценови период. Този подход води до нарушаване на предвидимостта за търговските участници и до ощетяване на свободния пазар чрез отнемане на полагащите му се количества. В тази връзка настоява за следващия ценови период количествата електрическа енергия, които общественият доставчик ще осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители, да бъдат увеличени до 12 396 691 MWh.

АСЕП счита, че усилията за осигуряване на социално приемлива цена е необходимо да се извършват въз основа на установени регулаторни практики, като например двутарифен модел, докато извършването на социална политика чрез компенсации за всички потребители, помощи за енергийно бедни и други мерки следва да е в компетентността на правителството. Обръща внимание, че средствата от ФСЕС следва да се използват по целесъобразност, а не изцяло за потискане на цените за регулиран пазар. Тези средства трябва да се използват за стимулиране изграждането на нови мощности и за енергийна ефективност, което е единствената устойчива мярка за енергийната сигурност и справяне с високите разходи на енергийните суровини.

АСЕП апелира да се гарантира в максимална степен достоверността на прогнозата, като в случай на отклонения да се предвидят механизми, които да позволяват корекции в рамките на ценовия период. Поради безпрецедентната динамика на пазарите на едро през последната година е необходимо КЕВР да възприеме подход за актуализация на ценовото решение и утвърждаване/корекция на цени и количества поне на шестмесечна база, което ще минимизира изкривявания и най-вече ще гарантира стабилността на националния пазар, без системни дисбаланси, каквито се наблюдават. Този подход следва да обхване всички променливи компоненти на ценовото решение, вкл. прогнозна пазарна цена за базов товар.

Неоснователно е възражението на АСЕП за непризнаване на действителния размер на разходите за производство на електрическа енергия на производителите с определена квота за регулиран пазар, тъй като в цените им не са включени присъщи разходи като например тези за заплащане на цена за достъп до електропреносната мрежа и на вноската от 5% от приходите им във ФСЕС по чл. 36е от ЗЕ. Съгласно чл. 30, ал. 6 от ЗЕ, за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 – 4 от ЗЕ в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от

производители на електрическа енергия, а чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ предвижда, че за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи за вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ.

Комисията приема възражението за определяне на занижени количества електрическа енергия за крайните снабдители, което води до допълнителни разходи за ФСЕС за покриване на дефицита на обществения доставчик, за неоснователно във връзка с изложените по-долу мотиви в т. IV.2.4. от настоящото решение. В допълнение, размерът на количествата електрическа енергия за клиентите на регулиран пазар зависи от множество трудно прогнозируеми в дългосрочен аспект фактори, в т.ч. метеорологическите характеристики на летните месеци, на отоплителния сезон, интензивността на заместване от крайни клиенти на друг вид енергия с електрическа енергия, ниво на инвестиции в битова техника и отоплителни уреди с ниска енергийна консумация, саниране на жилища с цел постигане на по-висока енергийна ефективност, изграждане на инсталации за производство на електрическа енергия за собствено потребление и др. В тази връзка, предвид отклоненията на прогнозите на крайните снабдители от реално закупените количества от обществения доставчик през последните три ценови периода, както и разминаването в прогнозите на НЕК ЕАД (12 558 076 MWh) и крайните снабдители (11 957 568 MWh) за следващия ценови период, при определянето им са използвани отчетните данни за 2022 г., които са индексирани с 3%.

По отношение предложението на АСЕП за предвиждане на механизми, които да позволяват корекции на цените в рамките на ценовия период, в т.ч. и на прогнозната пазарна цена за базов товар, следва да се има предвид, че такива вече са регламентирани на законово и подзаконово ниво чрез разпоредбите на чл. 31б от ЗЕ и чл. 38 и сл. от НРЦЕЕ.

В останалата си част възраженията и предложенията на АСЕП изискват законодателни промени и/или са неотнормирани към настоящото административно производство.

С писмо с вх. № Е-12-00-364 от 19.06.2023 г. Ясен Цветанов е представил становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., в което посочва факти и данни и прави възражения, неотнормирани към предмета на настоящото административно производство.

## **I. Прогнозна пазарна цена за регулаторния/ценовия период**

За целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища. Също така, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи – чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ.

За гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена в горните случаи. Съгласно чл. 37а от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, Наредбата) Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки

регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

Към настоящия момент не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период, но са проведени 2 търга, относими частично към трето тримесечие на 2023 г.

<i>Дата</i>	<i>Инициатор</i>	<i>Продукт</i>	<i>Период</i>	<i>Цена лв./MWh</i>
21.06.2023 г.	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	Базов товар	юли 2023	204,17
31.05.2023 г.	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	Базов товар	Q3 2023	175,28

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърските сделки, които по своята същност са стандартизирани финансови форуърдни сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „Ден напред“.

Динамиката на фючърсите, относими към българския спот пазар, пряко корелира с фючърсите за региона (румънската и унгарската борси), като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс варира между 6,00 евро/MWh и 7,50 евро/MWh. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърските сделки.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX<sup>15</sup> (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, следва да се съпоставят с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърските сделки на HUDEX<sup>16</sup>.

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

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -OPCOM	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q3 2023	218,37	221,30	230,10	229,56
Q4 2023	284,81	292,63	297,52	295,04
H2 2023	251,59	256,97	263,81	262,30

Горните данни показват, че стандартната девиация между българския и румънския пазар е около 5,38 лв./MWh (2,75 евро/MWh), докато с унгарския – около 12,22 лв./MWh (6,25 евро/MWh). Ако се анализират данните по месеци и/или тримесечия, девиацията български-унгарски пазар варира от 11,50 лв./MWh до 20,00 лв./MWh, в зависимост от търгуваните обеми и цените на капацитетите в региона. Към настоящия момент не са налични данни на EEX относно Q1 2024 и Q2 2024, съответно за H1 2024 за българския и румънския пазар, като такива са публикувани само за унгарския. Те обаче могат да се изчислят, като се използва стандартната девиация спрямо унгарския пазар, за който са налични данни. Изчислените данни са представени по-долу:

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh

<sup>15</sup> <http://www.eex.com>

<sup>16</sup> <https://hudex.hu>

Q1 2024	318,25	330,48	331,42
Q2 2024	257,68	269,90	271,51
H1 2024	287,97	300,19	301,46

От горните данни може да се направи извод, че относимите стойности към българския пазар са за H2 2023 – 251,59 лв./MWh и за H1 2024 – 287,97 лв./MWh или средно за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 269,78 лв./MWh.

Основният движещ фактор за динамиката на цените на европейските, съответно регионалните, борси е цената на природния газ на европейските борси. Пряката корелация между тези две цени се обуславя от факта, че основно газови централи затварят цената на европейските борсови пазари. Това обстоятелство се променя, обаче, при наличие на предлагане на по-големи количества електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, което от своя страна се характеризира със спорадичен характер и е трудно за оценка при дългосрочни прогнози.

Предвид обстоятелството, че се наблюдава посока към стабилизиране на газовите цени на относително ниски нива, все още е трудно да се дефинира ясна тенденция, предвид предстоящия активен период на нагнетяване, въпреки че такива дейности текат и към момента. Газохранилищата в Европа са запълнени до около 60%. До началото на отоплителния сезон, започващ през есента, те трябва да са запълнени до 90% в съответствие с изискванията на Европейската комисия. По-голяма е вероятността обаче в Европа да няма нова газова криза, за което ясен знак са изпреварващият ръст в броя и капацитета на терминалите за регазификация, респ. на количествата втечен природен газ, на фона на намаленото потребление и стартирането на различни инициативи, в т.ч. Solidarity Ring (STRING), като последната ще се окаже в основата на формиране на един перспективен и диверсифициран газов пазар, гарантиращ доставките за Централна и Югоизточна Европа. Въпреки това, анализаторите подхождат доста внимателно към бъдещето, като правят паралел с различни периоди от миналото по отношение не само на енергийния пазар, но и на финансовия, поставяйки във фокус и бъдещи политически и геополитически решения, оказващи въздействие върху пазарната ситуация на европейско и глобално ниво. На този фон все още остава трудно да бъдат определени тенденциите, които ще движат и европейския енергиен пазар. Страховете от нова криза, примесени с очаквания за ръст в търсенето на втечен природен газ в Азия след относително слабата 2022 г., пълно спиране на руския природен газ, идващ по газопроводи към Европа, както и една нормална зима в сравнение с по-меката от обичайната такава на 2022/2023 г., допълнително създават опасения за неустойчивост на наблюдаваните към настоящия момент тенденции по отношение на бъдещите ценови нива.

През последните два месеца пазара на дългосрочни енергийни продукти се характеризира с изключителна динамичност и волатилност. Стойността на фючърсите на европейските борси, относими към българския пазар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., варира в диапазона от 214,94 лв./MWh до 287,66 лв./MWh. Видно от графиката по-долу, през май се наблюдава рязък спад, като впоследствие през юни пазарът се възстановява почти до първоначалните нива. Причините са основно в динамиката на пазарите на петрол и природен газ, предизвикана от новините за търсенето на азиатския и американския пазари, както и очакванията през следващите месеци инфлацията да спадне значително още през юни и да продължи да намалява с бързи темпове до края на годината. Долната графика ясно показва, че към настоящия момент не съществува ясен тренд, като посоката му се изменя в зависимост от международните политически и икономически процеси, но имайки предвид глобалното забавяне на световната икономика, по-скоро очакванията са ценовите нива да се установят в диапазона между 250,00 лв./MWh и 260,00 лв./MWh, тъй като е вероятно да последват редица бързи спадове, редувани с временни ценови пикове.



При прогнозирането на цената за предстоящия регулаторен период би следвало да се отчетат както горните аргументи, така и асиметричността, наблюдавана в българската пазарна зона, която се дължи на голям приток от нови инвестиции в соларни проекти, като се предвиди допълнително отклонение на цената надолу в размер на около 5%. В тази връзка, след прилагане на посочената корекция, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. следва да е в размер на 256,37 лв./MWh.

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

Съгласно чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година от групите, съответно: независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи са използвани предоставените от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2022 г. – 31.12.2022 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдители, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка, на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара „Ден напред“ за



календарната 2022 година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните групи производители/оператори на мрежи. На базата на тази симулация са определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за 2022 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара „Ден напред“ за 2022 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна годишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент, съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от горната симулация са, както следва:

5. Независим преносен оператор:

Извършена е симулация на участието на ЕСО ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	474,67 лв./MWh
3	Групов коефициент Kt (р.2/р.1)	0,95836
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>245,69 лв./MWh</b>

6. Оператори на електроразпределителни мрежи:

Извършена е симулация на участието на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „Електроразпределение Север“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните оператори на електроразпределителни мрежи.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	492,47 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (р.2/р.1)	0,99430
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>254,91 лв./MWh</b>

7. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия:

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – ВТ“ АД, „Топлофикация – Враца“ ЕАД, „Топлофикация – Разград“ АД, „Брикел“ ЕАД и „Топлофикация Русе“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	465,56 лв./MWh
3	Групов коефициент Kc (р.2/р.1)	0,93997
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>240,98 лв./MWh</b>

## 8. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия:

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджектс“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Енери Солар БГ 1“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово), „РЕС Технолъджи“ АД (ФЕЦ Златарица), „Дъбово Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Дъбово), „Компания за енергетика и развитие“ ООД (ФЕЦ Добрич), „Екоенерджи Солар“ ЕООД (ФЕЦ Екоенерджи Солар), „Е.В.Т. – Електра Волт Трейд“ АД (ФЕЦ Е.В.Т. – Електра Волт Трейд), „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД (ФЕЦ PV-централа 1), „Би Си Ай Казанлък 2“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 3“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 4“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 5“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 6“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 7“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 8“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 9“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 10“ ЕООД, „Уинд Форс БГ“ ЕООД (ФЕЦ Чобанка), „Екосолар“ ЕООД (ФЕЦ Екосолар), „Риал Стейтс“ ЕООД (ФЕЦ Априлци) и „Тракия-МТ“ ЕООД (ФЕЦ Малко Търново) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	483,50 лв./MWh
3	Групов коефициент $K_s$ (р.2/р.1)	0,97619
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>250,27 лв./MWh</b>

## 9. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия:

Извършена е симулация на участието на „Еолика България“ ЕАД (ВяЕЦ Суворово), „Ей И Ес Гео Енерджи“ ООД (ВяЕЦ Свети Никола), „Калиакра Уинд Пауър“ АД (ВяЕЦ Калиакра), „Хаос Инвест – 1“ ЕАД (ВяЕЦ Вранино), „Ветроком“ ЕООД (ВяЕЦ Ветроком) и „ЕВН-Каварна“ ЕООД (ВяЕЦ Каварна) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	447,88 лв./MWh
3	Групов коефициент $K_w$ (р.2/р.1)	0,90427
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>231,83 лв./MWh</b>

## 10. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи (ВЕЦ) с инсталирана мощност до 10 MW:

Извършена е симулация на участието на „Българско акционерно дружество Гранитоид“ АД (чрез каскада „Рила“), „ЕНЕРГО-ПРО България“ ЕАД (чрез ВЕЦ „Петрохан“) и „ВЕЦ Козлодуй“ ЕАД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	513,27 лв./MWh
3	Групов коефициент $K_h$ (р.2/р.1)	1,03629
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)</b>	<b>265,67 лв./MWh</b>

11. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:  
Извършена е симулация на участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	502,54 лв./MWh
3	Групов коефициент Kb (p.2/p.1)	1,01463
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>260,12 лв./MWh</b>

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., съответно за оператора на електропреносната мрежа, операторите на електроразпределителни мрежи и групите производители е, както следва:

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

## II. ПРОИЗВОДИТЕЛИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

При утвърждаване на цените на енергийните предприятия, получили лицензия за дейността „производство на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка, в КЕВР са постъпили заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия от следните производители: заявление с вх. № Е-14-24-7 от 03.04.2023 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление с вх. № Е-13-12-2 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-4 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-34-3 от 04.04.2023 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД, заявление с вх. № Е-14-09-4 от 03.04.2023 г. от „Топлофикация-Русе“ АД и заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2023 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) относно водноелектрическите централи, собственост на дружеството.

КЕВР определя прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да закупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик сключва сделки с крайните снабдителите – чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ. Следователно, КЕВР следва да утвърди цени на електрическата енергия само на тези производители, от

които е предвидила разполагаемост и количества енергия за регулирания пазар по реда на посочената разпоредба от ЗЕ. Комисията, обаче, не определя разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период, с изключение на тези по чл. 93а и 94 от ЗЕ – чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ. В тази връзка, КЕВР следва да разгледа и анализира посочените погоре заявления на производителите, след което да утвърди цени на електрическата енергия само на дружествата, които изпълняват условието на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ.

## 1. „АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД

### 1.1. Анализ и оценка на предоставената от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД прогнозна информация.

С Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, в частта по т. II.2., на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 60,96 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 954 109 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 650 833 MWh.

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

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

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

– Възвръщаемост – 60 722 хил. лв.;

– Нетна електрическа енергия – 15 442 370 MWh;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 16 288 792 MW\*h.

Ценообразуващите елементи са определени от дружеството при следните допускания:

– цената на електрическата енергия възстановява икономически обосноваваните годишни разходи за осъществяване на лицензионна дейност, в т.ч. разходи за управление, експлоатация и поддръжка, ремонти, амортизации, гориво и разходи, произтичащи от лицензионни и нормативни изисквания;

– цената на електрическата енергия осигурява икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала от 2,88%, при оборотен капитал 89 418 хил. лв. и регулаторна база на активите 2 100 015 хил. лв.;

– прогнозният размер на нетния търговски износ в електроенергийната система (ЕЕС) на страната (нетно производство) е съобразен с планираните експлоатационни режими на производствените мощности;

– прогнозните производствено-технически показатели са определени на базата на следните фактори: проектни характеристики на ядрените блокове с отчитане на въздействието на характерните за площадката околни условия (температура/ниво на водоизточника) върху изходната електрическа мощност; оптимално натоварване на мощностите с отчитане на спецификата на експлоатация: работа в базов режим; работа мощностен ефект в края на горивната кампания преди спиране за планов годишен ремонт (ПГР); допустими скорости на изменение на товара при планови преходни режими; съгласуван с ЕСО ЕАД график за работа на ядрено-енергийните блокове (ЯЕБ) през 2023 г.

съгласно процедурата в Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС); прогнозни режими на работа на ЯЕБ през 2023 г. – 2024 г. съгласно плана за развитие на дружеството; планови престои за ПГР – 42 календарни дни на ЯЕБ № 6 през второ полугодие на 2023 г., 40 календарни дни на ЯЕБ № 5 през първо полугодие на 2024 г.; допустима непланова неготовност – 1%, при световна тенденция за АЕЦ в експлоатация – до 3%; прогнозен размер на производство (брuto) за регулаторния период при така планираните експлоатационни режими в размер на 16 288 792 MWh;

– прогнозен размер на собствените нужди (брuto производство, намалено с търговски нетен износ в ЕЕС) на база прогнозни експлоатационни режими, в размер на 846 422 MWh, от които 22 800 MWh очакваното потребление на директно присъединени към вътрешната електрическа мрежа на централата клиенти по реда на чл. 119, ал. 2 от ЗЕ, т.е. реални собствени нужди – 823 622 MWh (5,20 % от прогнозното брuto производство);

– разходите за производство на електрическа енергия са определени на база отчетните и прогнозните годишни разходи, които са пряко свързани с дейността по издадената на дружеството лицензия за дейността „производство на електрическа енергия“. От отчетните и прогнозните разходи са приспаднати разходите, отнасящи се до страничните и социални дейности, производство и пренос на топлинна енергия;

– прогнозният размер на средствата за работни заплати и осигурителни вноски е съпоставим с нивото на отчетените през 2022 г.;

– разходите за амортизации за обекти от електропроизводството са прогнозираны в размер на 203 088 хил. лв. при използване на линейен метод на амортизация, съгласно счетоводните политики на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и в зависимост от техническия полезен живот на активите. В отчетните и в прогнозните разходи не са включени разходите за амортизация на активите, придобити по безвъзмезден начин, в размер на 7 284 хил. лв. Прогнозният размер на амортизациите е с 2% по-висок от отчетната стойност на амортизационните отчисления за 2022 г. Разчетен е на база разходи за амортизация съгласно индивидуалния счетоводен амортизационен план на дружеството и амортизационните планове на предвидените за въвеждане в действие през ценовия период активи, съгласно счетоводните политики;

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

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

– ядреното гориво е на стойност 118 523 хил. лв., като разходите за осигуряването му не са обвързани със и съответно не са определени на база специфичен разход на условно гориво, поради неприложимостта му за технологията на електропроизводство от ядрено гориво. Реално измеримият показател за икономическа ефективност на атомната централа е горивната компонента, отразяваща разходите за свежо ядрено гориво за производството на единица електрическа енергия. Технологията на електропроизводство от ядрено гориво при

четиригодишен горивен цикъл изисква частично презареждане на активната зона на реактора всяка година. Броят на свежите касети и компановката на активната зона са определени след анализ на резултатите от предходната горивна кампания и провеждане на специализирани неутронно-физични разчети, при които характеристиките на активната зона се оценяват за съответствие с приоритетните изисквания за обезпечаване на безопасността на ядрените инсталации, дефинирани в ТОб (техническа обосновка на безопасността), ТР (технологичен регламент) за безопасна експлоатация и лицензиите за експлоатация на ядрените съоръжения, както за текущата, така и за следващите четири горивни кампании; отчитат се планираните графици за натоварване на ЯЕБ и продължителността на необходимите планови ремонти с оглед постигане на безопасна и ефективна експлоатация и планираното електропроизводство; предвижда се зареждане на блок № 6 с 42 броя свежи топлоотделящи касети (ТОК) тип ТВСА-12 и 48 броя свежи ТОК тип ТВСА на блок № 5; към стойността на горивото и кластерите за зарядките са добавени и съпътстващите ги задължителни разходи по доставката (разрешения от АЯР, транзитни и други такси); цените на отделните типове ТОК, които ще бъдат заредени в активните зони на реакторите, са предвидени съгласно действащия договор за доставка на свежо ядрено гориво. Предвид разликите в горивната конфигурация и в производството през 2022 г. и за следващия регулаторен период, формалното сравнение и фиксиране на разходи за гориво за предстоящ период по отчетни разходи за предходен период, без да се вземат предвид обективните технологични и физични фактори, е нецелесъобразно;

– регулаторната база на активите (РБА) е определена на база на стойността на активите към 31.12.2022 г., пряко свързани с дейността производство на електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и възлиза на 2 110 015 хил. лв. Необходимият оборотен капитал, като част от РБА, възлиза на 89 418 хил. лв. и е изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не са включени разходите за амортизации и разходите за обезценка на несъбираеми вземания;

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

## **1.2. Становище на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

В законоустановения срок не е постъпило становище от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

## **1.3. Ценообразуващи елементи**

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, прогнозираните разходи са коригирани, както следва:

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

– Разходите за амортизации са коригирани до отчетените през 2022 г. Приложимият за „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД метод за регулиране не предполага предварително включване в РБА на активи, съответно признаване на амортизации за тях, вследствие на изпълнение на текущи инвестиционни дейности през периода, за който се утвърждават цени, като активите, съответно амортизацията, се отразяват след въвеждането им в експлоатация, т.е. отчетени през базисната година;

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

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

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

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

– Необходимият оборотен капитал е преизчислен на 91 418 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания;

– Извършена е корекция на прогнозата на дружеството относно произведената нетна електрическа енергия от 15 442 370 MWh на 15 615 000 MWh, представляваща отчетеното през базисната година нетно производство. През 2020 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е произвело 15 787 268 MWh, през 2021 г. 15 650 833 MWh, през 2022 г. 15 615 000 MWh, а предвиденият за следващия регулаторен период 1% запас за непредвидени престои представлява обстоятелство със случаен и извънреден характер, което не следва да се отчита за целите на ценовото регулиране.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	15 442 370	15 615 000
2	Променливи разходи	хил. лв.	239 694	230 426
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	777 011	700 037
4	Възвръщаемост	хил. лв.	60 722	60 779
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	1 077 426	991 243
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	69,77	63,48

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

## **2. „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД**

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

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

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

–Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. от 3 151 095 MWh, като количеството електрическа енергия е определено съгласно чл. 19, ал. 3 от НРЦЕЕ на база средногодишното производство за последния 11-годишен период;

–Условно-постоянните разходи са прогнозирани на базата на отчета за 2022 г., като е предвидено увеличение на елементите, върху които има влияние инфлацията. Увеличението е с прогнозен среден процент инфлация в размер на 5,1%, отразяващ актуалния процент инфлация, заложен в приетия държавен бюджет;

–Дружеството обосновава прогнозираните по-високи с 895 хил. лв. разходи за ремонт за следващия регулаторен период, спрямо отчетените през 2022 г., с необходимостта от гарантиране безопасността и сигурността на съоръженията, както и подобряване състоянието на сградния фонд и прилежащите терени;

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

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

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

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



- Разходите за амортизации са изчислени по приетия от дружеството метод;
- Останалите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията, са увеличени с 5,1% прогнозна инфлация;
- Разходите за услугата водоподаване са увеличени спрямо отчета за 2022 г., като са отразени увеличението на минималната работна заплата и 5,1% прогнозна инфлация;
- НЕК ЕАД включва в цената на ВЕЦ и разходи за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 20 203 хил. лв. Дружеството аргументира тези разходи с намаленото производство от ВЕЦ и необходимостта за производство от ПАВЕЦ за покриване на вечерния пик на потребление, като ПАВЕЦ трябва да работи в помпен режим през нощта, за да осигури необходимата вода за електропроизводство в пиковите часове;
- РБА е изчислена съгласно предварителния отчет за 2022 г. Използваната от дружеството НВ е в размер на 6,27%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 2,89% и НВ на собствения капитал от 7,50%.

## **2.2. Становище на НЕК ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ във връзка с цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на дружеството**

С писмо с вх. № Е-13-01-14 от 01.06.2023 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

НЕК ЕАД изразява несъгласие с извършената корекция на заявените разходи, свързани с лицензионната дейност (работно облекло, въоръжена и противопожарна охрана, разходи за командировки и тези, класифицирани като други), от 20 876 хил. лв. на нивото на отчета за 2022 г. – 19 462 хил. лв., със следните мотиви:

Увеличението на разходите за работно облекло е в резултат от сключени договори след проведени обществени поръчки. Необходимостта от обновяване на работното (защитно) облекло е с цел гарантиране на безопасни условия на труд и предотвратяване на трудови злополуки. Изборът на доставчик е извършен чрез обществена поръчка по критерий най-ниска цена. Посочва, че намаляването на средствата за този вид разход ще се отрази върху условията на труд в производствените дейности на предприятието и може да бъдат нарушени предписанията, издавани от Изпълнителна агенция „Главна инспекция по труда“.

Увеличените разходи за въоръжена и противопожарна охрана също са съгласно сключени договори. Охраната се осъществява от външни изпълнители, като основният разход е разходът за труд. Отбелязва, че възнагражденията в дружествата за охрана са обвързани с минималната работна заплата, като най-често не я превишават. С постановление на Министерски съвет минималната работна заплата е изменена спрямо предходния период и възлиза на 780 лв. от 01.01.2023 г., като се очаква да бъде увеличена. Счита, че това увеличение пряко се отразява и в договорите за охрана и затова този разход не може да бъде съпоставим с разхода за предходна година. В допълнение обръща внимание, че осъществяването на охрана на обекти с национално и стратегическо значение може да се извършва само от лицензирани дружества, отговарящи на специфични изисквания, поставяни от Държавна агенция „Национална Сигурност“.

По отношение включването в разходите за произведена електрическа енергия от собствени ВЕЦ на разходи за ПАВЕЦ в помпен режим, НЕК ЕАД отбелязва, че съгласно отчетни данни за първите четири месеца на 2023 г. консумираната електрическа енергия от ПАВЕЦ в помпен режим е в размер на 35 272 MWh, които са изцяло за компенсирани на излишъци от регулирания пазар. Въз основа на горните факти и след допълнителен анализ на пазара на електрическа енергия дружеството счита, че тази тенденция за

консумация на ПАВЕЦ ще се запази и през предстоящия регулаторен период. В резултат на това в разходите за произведена електрическа енергия от ВЕЦ следва да се включат разходи за ПАВЕЦ, изчислени за 100 000 MWh консумирана електрическа енергия или в размер на 11 022 хил. лв.

Дружеството отбелязва, че за енергията, предоставяна на регулиран пазар, няма механизъм за възстановяване на разходите за 5% вноска към ФСЕС и за цената за достъп до електропреносната мрежа, поради което настоява КЕВР да признае тези разходи като присъщи за ВЕЦ и да бъде предвидена компенсация чрез Фонда. Във връзка с обстоятелството, че предвидената електрическа енергия за консумация от ПАВЕЦ е за затваряне на график на крайните снабдители в деня, предхождащ деня на доставка, НЕК ЕАД настоява да бъде признат като присъщ и компенсиран разходът за достъп и пренос на ПАВЕЦ.

Комисията приема за неоснователни възраженията относно корекцията на разходите, пряко свързани с лицензионната дейност. Приложимият по отношение на НЕК ЕАД метод за регулиране обвързва признатите разходи с отчетените такива през базисната година, съпоставени с утвърдените за предходния регулаторен период. В тази връзка Комисията преценява икономическата обосновааност и целесъобразност на предложените стойности на разходите и отражението им по отношение на гарантирането на експлоатационната дейност на централите. В допълнение, Комисията счита за недопустимо увеличението на разходите за работно облекло почти 4 пъти (от 154 хил. лв. на 653 хил. лв.), което не кореспондира нито с инфлацията за тази група продукти през последната година от 7,3%, нито с отчетените разходи от тази група за последните 5 години, през които същите варират от 56 хил. лв. до 205 хил. лв. Съгласно т. 1.3. от издадената му лицензия дружеството е длъжно да извършва лицензионната дейност по начин, съвместим с принципа за икономическа целесъобразност и с минимални разходи.

По отношение на разходите за ПАВЕЦ в помпен режим Комисията счита за целесъобразно да се използват отчетните данни за консумираните количества през базисната година. При допълнителна необходимост от използване на ПАВЕЦ за обезпечаване на потреблението на клиентите на регулирания пазар в пиковите часове, НЕК ЕАД следва да използва за дейността на съоръжението в помпен режим допълнителните количества от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, предвидени в т. III от мотивите на настоящото решение.

Комисията приема искането на НЕК ЕАД за признаване на разходите на дружеството за 5% вноска към ФСЕС и за заплащане на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители за неоснователно. Съгласно чл. 30, ал. 6 от ЗЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 – 4 от ЗЕ в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия, а чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ предвижда, че за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи за вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ.

Конкретно по отношение искането за компенсиране на разходите за заплащане на цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа на ПАВЕЦ в помпен режим следва да се има предвид, че с оглед спецификата на помпено-генераторните хидроагрегати на ПАВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, същите попадат в хипотезата на чл. 27, ал. 3, т. 1 от Правилата за търговия с електрическа енергия, съответно дружеството ще заплаща мрежови услуги за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа по приложимите цени за достъп и пренос за производители, а не за крайни клиенти, предвид обстоятелството, че разликата между отдаденото и постъпилото в/от мрежата количество електрическа енергия винаги ще бъде с положителна стойност.

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

След анализ на информацията, която се съдържа в подаденото от НЕК ЕАД заявление за утвърждаване на цени и в представения предварителен годишен финансов отчет на дружеството за 2022 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

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

–Разходите, пряко свързани с лицензионната дейност, са коригирани от 20 806 хил. лв. на 19 462 хил. лв., като разходите за работно облекло, въоръжена и противопожарна охрана, разходите за командировки и разходите, класифицирани като други разходи, са признати на ниво отчет 2022 г. Тези разходи са необосновано завишени (част от тях в пъти), като дружеството не е обосновало подробно причините, налагащи сключването на договорите, които посочва като основание за увеличените разходи;

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

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

– Предложените стойности на РБА и НВ не са коригирани.

Във връзка с гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, са следните:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	3 151 095	3 151 095
2	Променливи разходи	хил. лв.	94 118	76 019
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	117 882	113 902
4	Възвръщаемост	хил. лв.	74 366	74 366
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	286 367	264 287
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	90,88	83,87

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

### 3. „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

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

Със заявление с вх. № Е-13-12-2 от 31.03.2023 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

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

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 2 406 415 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 337 537 хил. лв., консумативи – 37 025 хил. лв., други променливи разходи – 2 031 854 хил. лв. (такса услуга водоползване – 209 хил. лв., енергия за производствени нужди – 770 хил. лв., разходи за покупка на електрическа енергия от свободен пазар – 2 638 хил. лв., депониране на пепелина – 7 837 хил. лв., разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 2 020 400 хил. лв.);
- Условно-постоянни разходи – 387 219 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 98 982 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 30 341 хил. лв.; социални разходи – 14 848 хил. лв.; разходи за амортизации – 140 000 хил. лв.; разходи за ремонт – 59 161 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 43 887 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 60 283 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 8 648 792 MWh;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 10 226 197 MW\*h.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 8 648 792 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 2 406 415 хил. лв., като дружеството включва горива за производство: местни въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД, мазут и природен газ, разходи за закупени квоти за въглеродни емисии, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи, като услуга водоподаване, енергия за собствени нужди и депониране на пепелина.

В заявлението си дружеството е представило информация за отделните групи променливи разходи:

- Основното гориво, използвано в „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, са въглища, добивани от „Мини Марица изток“ ЕАД в Източноаришкия енергиен комплекс, които се характеризират от една страна с високо сярно и пепелно съдържание и влажност, а от друга и с много ниска калоричност. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 332 637 хил. лв. при нова цена на въглищата от 01.03.2022 г. в размер на 87,35 лв./тУГ. Не е предвидено увеличение на цената на въглищата в рамките на новия регулаторен период;

- Предвидените разходи за гориво за разпалване са на обща стойност 4 900 хил. лв. и включват разходи за мазут – 1 701 хил. лв. и разходи за природен газ – 3 199 хил. лв. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база прогнозна цена 1 692,61 лв./х.нм<sup>3</sup> с включена цена за пренос и прогнозна цена за достъп през газопреносната мрежа;

- При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за варовик, формирани от количеството варовик 953 370 тона, използвано за сероочистване на димните газове, като сключените договори за доставка са с действаща цена за тон варовик в размер на 37,00 лв./тон. Планираните разходи за варовик възлизат на 35 275 хил. лв.;

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

– Разходите за квоти за парникови газове са формирани въз основа на очакването на дружеството да емитира 11 351 803 тона парникови газове, като цялото количество следва да бъде закупено по пазарни цени. Общата стойност на разходите за квоти за новия регулаторен период е изчислена на 2 020 400 хил. лв., като за изчислението е използвана цена от 91 евро/тон.

Условно–постоянните разходи, заявени от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, включват пет основни групи: разходи за заплати, разходи, свързани с осигурителното законодателство, разходи за амортизации, разходи за ремонти и разходи, пряко свързани с дейността по лицензията. Общата стойност на планираните условно-постоянни разходи за новия ценови период възлиза на 387 219 хил. лв.

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

– Планираните средства за работни заплати и осигуровки за новия ценови период се увеличават с 8,29% спрямо отчетените за 2022 г. и възлизат на 98 982 хил. лв. Увеличението се дължи на нов КТД за периода 01.01.2022 г. – 31.12.2023 г., сключен на 26.11.2021 г., и анекс към него от 12.01.2022 г., който предвижда размерът на основните месечни трудови възнаграждения в „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да се повиши с процента на увеличение на минималната работна заплата за страната;

– Разходите, свързани със социални осигуровки, възлизат на 45 189 хил. лв., като според дружеството тяхната стойност е в съответствие със социално-осигурителното законодателство. Общата стойност на тези разходи също се увеличава през новия регулаторен период съобразно предвидения ръст на работните заплати;

– Планираните разходи за амортизации през новия ценови период възлизат на 140 000 хил. лв. Според „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД приложимата счетоводна политика за тяхното отчитане е съобразена с изискванията на КЕВР за прилагане на линеен метод на амортизация, спрямо полезния живот на активите;

– Дружеството посочва, че ремонтната програма за новия регулаторен период е на стойност 59 161 хил. лв. и завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2022 г., се дължи на планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение, както и най-вече на значителното повишение на цените на материалите, суровините и услугите в резултат на инфлацията, която по данни на Националния статистически институт (НСИ) за индекса на потребителските цени за периода от месец януари 2022 г. до месец януари 2023 г. възлиза на 16,4%;

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

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

– Използваната от дружеството НВ на собствения капитал (НВск) за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 3%, като среднопретеглената цена

на капитала е 3,33%. Дружеството няма дългосрочни задължения, които да участват при изчислението на НВ на привлечения капитал (НВпк).

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

– „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е включено в приложението към чл. 1, ал. 1 от Постановление № 181 на Министерския съвет от 20.07.2009 г. за определяне на стратегическите обекти и дейности, които са от значение за националната сигурност (ПМС № 181 от 2009 г.);

– Централата е ключов елемент на ЕЕС и осигурява както основен товар за консумация, така и пълноценно участие в регулирането на честотата на напрежението в системата при най-ниска себестойност между останалите топлоелектроцентрали;

– ТЕЦ „Марица изток 2“ е единствената централа, която има връзка с трите нива на напрежение на ЕЕС на Република България – 110, 220 и 400 kV, което я прави основен фактор за устойчивата работа на ЕЕС, за ограничаване на разпространението на тежки аварии и подпомагане бързото възстановяване на системата;

– Енергийна сигурност и гарантиране на снабдяването с електрическа енергия не означават и не се свеждат единствено до статистически данни за възникнали тежки аварии и предприети действия за тяхното отстраняване съгласно ПУЕЕС. Осигуряването на енергийната сигурност, като стратегическа инфраструктура, е непрекъснат процес и оценката за нейния успех е наличието на непрекъснати енергийни доставки за всички потребители на територията на Р България. Включването на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в енергийния микс на обществения доставчик за новия регулаторен период ще осигури гарантиране на енергийните доставки на територията на страната.

### **3.2. Становище на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

С писмо с вх. № Е-13-12-4 от 01.06.2023 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД възразява срещу частичното непризнаване на условно-постоянните разходи на дружеството, които са коригирани от 387 219 хил. лв. на 356 257 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за амортизации, социалните разходи и разходите за материали за текущо поддържане до нивото, отчетено през базисната година.

Производителят изразява несъгласие с корекцията на разходите за ремонт от 59 161 хил. лв. на 35 910 хил. лв., представляващи отчетените през базисната година разходи по това перо, индексирани с инфлационен индекс от 15,3% по данни от НСИ за отчетената за 2022 г. инфлация. Счита, че вземането на отчетната 2022 г. като база не е икономически обосновано поради различния обем ремонтни дейности, които се планират за реализиране. За необосновано намира също и индексирането с инфлационен индекс от 15,3% по данни от НСИ, който е среден индекс за всички стоки и услуги, докато повишението на цените на металите, строителните материали и услугите е значително по-високо. В подкрепа на горния аргумент препраща към Методиката за изменение на цената на договор за обществена поръчка в резултат на инфлация, приета с Постановление № 290 на Министерския съвет от 27.09.2022 г., обн. ДВ, бр. 78 от 30.09.2022 г., в сила от 30.09.2022 г., изм. и доп., бр. 19 от 28.02.2023 г., в сила от 28.02.2023 г., която регламентира начина за изменение на цената на договор за обществена поръчка и рамково споразумение в резултат на инфлация, при която съществено са увеличени:

- цените на основните стоки и материали, формиращи стойността на договора за строителство и рамковото споразумение за строителство;
- цените на основните стоки и материали, формиращи стойността на договора за доставка и рамковото споразумение за доставка, сключени от възложители, извършващи една или няколко секторни дейности, свързани с природен газ и топлинна енергия и/или електрическа енергия, когато доставката е пряко относима към осъществяването на съответната секторна дейност.

В съответствие с извършена след подаване на заявлението за утвърждаване на цени актуализация на ремонтната му програма, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД предлага разходите за ремонти да бъдат утвърдени от Комисията в размер на 45 948 хил. лв.

Производителят изразява несъгласие с непризнаването на увеличените разходи за амортизации от 138 468 хил. лв., отчетени през 2022 г., на 140 000 хил. лв., като посочва, че разходите за амортизации за регулаторния период са изчислени на база счетоводен амортизационен план, който предвижда разходи за 2023 г. само на съществуващи активи в размер на 138 944 хил. лева. Предвидено е и незначително увеличение в резултат на увеличение на стойността на активите в резултат на изпълнение на инвестиционната програма.

По отношение разходите за материали за текущо поддържане и други разходи посочва, че разходите за материали за текущо поддържане са приети на нивото от 2022 г., а именно намаление от 5 450 хил. лв. на 5 141 хил. лв., но в приетия от КЕВР доклад липсва информация относно извършена корекция в намаление на условно-постоянни разходи в размер на 3 343 хил. лв., като предполага, че се касае за други разходи, част от условно-постоянните разходи на дружеството, които също са приети на нивото от отчетната 2022 г. Счита за необосновано неприлагането на корекция с инфлационен индекс по данни на НСИ при другите условно-постоянни разходи, като предлага разходите за материали за текущо поддържане, както и другите условно-постоянни разходи, за които стойностите са приети на нивото от 2022 г., да бъдат приети в съответствие с данните в подаденото заявление и/или да бъдат индексирани с инфлационен индекс по данни на НСИ.

Производителят отбелязва, че в приетия от КЕВР доклад липсва информация и мотиви относно редуцирането на емисионния коефициент до 1,30 тона въглеродни емисии за 1 MWh произведена нетна електрическа енергия, поради което количеството емитирани парникови газове е преизчислено на 11 243 429 тона. В тази връзка, възразява срещу непризнаването на по-високите разходи за квоти за емисии на парникови газове с аргумента, че посоченият в заявлението на дружеството размер на очакваното количество емитирани от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД парникови газове е съобразен с верифицирания доклад за емитираните парникови газове през 2022 г. Посочва, че стойността на база верифицирания доклад е 1,31253047 тона въглеродни емисии за 1 MWh произведена нетна електрическа енергия, при което за 8 648 792 MWh се получават 11 351 803 тона въглеродни емисии. Отбелязва също така, че при отчитане на по-ниско производство от планираното за регулаторния период ще се отчетат повече разходи за електрическа енергия за собствени нужди (като процент от общото производство), респективно по-високи разходни норми на въглища, мазут, газ и реагенти, а от там и по-висок коефициент за парникови газове, емитирани при производството на 1 MWh електрическа енергия. В допълнение обръща внимание, че съгласно т. 1, б. „б“ на Решение № 29 от 12.01.2023 г. на Министерския съвет за определяне на стойностите, които служат за изчисляване на тавана на пазарните приходи за съответния тип производител на електрическа енергия по § 8, ал. 1 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за прилагане на разпоредби на Закона за държавния бюджет на Република България за 2022 г., Закона за бюджета на държавното обществено осигуряване за 2022 г. и Закона за бюджета на Националната здравноосигурителна каса

за 2022 г. (обн. ДВ, бр. 104 от 2022 г.), за производител на електрическа енергия от кондензационна електрическа централа на въглища, включително от лигнитни въглища, е определена стойност от 350 лв./MWh, увеличена с умножената по 1,32 средномесечна цена на тон емисионни квоти CO<sub>2</sub>, за един MWh.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД изразява несъгласие с отказа на Комисията да определи разполагаемост на дружеството за регулиран пазар и не споделя изложените мотиви за определяне на допълнителни количества електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД с оглед по-ниската цена на произведената електрическа енергия. Намира, че заместването на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД с количества електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД ще доведе до изкривяване на структурата на микса за регулирания пазар, тъй като по този начин в общото количество ще преобладава базова енергия, което не съответства на товаровия профил и реалното потребление на крайните клиенти и ще създаде риск от нарушаване сигурността на доставките. Посочва, че към настоящия момент страната не разполага с алтернативни, заместващи енергийни мощности, които биха могли да гарантират сигурността на доставките на енергийни услуги. Предвиденото експоненциално включване на нови производители от ВИ допълнително силно ще затрудни балансирането на електроенергийната система. В този смисъл счита, че „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД следва да изпълнява роля на гарант за сигурността на енергийните доставки за клиентите на регулирания пазар при цена, която отразява пълните разходи за производство на съответните количества, предназначени за регулирания пазар, като подробно излага аргументи за ролята, мястото и значението на централата при гарантиране сигурността на електроенергийната система чрез предоставяне на различни допълнителни услуги във връзка с регулирането. Обръща внимание, че грижата за енергийната сигурност, като стратегическа инфраструктура, е непрекъснат процес и оценката за нейния успех е наличието на непрекъснати енергийни доставки за всички потребители на територията на Р България. Включването на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в регулирания микс за новия регулаторен период има за цел да осигури гарантиране на енергийните доставки на територията на страната. В допълнение посочва, че съгласно Решението от 31.01.2020 г. на Народното събрание на Република България (обн. ДВ, бр.11 от 2020 г.), което на основание чл. 86, ал. 2 от Конституцията на Република България е задължително за всички държавни органи, организации и граждани, Министерският съвет се задължава да предприеме всички необходими мерки за недопускане в дългосрочен план на прекратяване на функционирането и/или ограничаване на производствения капацитет на въглищните топлоелектрически централи от групата на „Български енергиен холдинг“ ЕАД. Отчитайки необходимостта за обезпечаване на резерви от разполагаема мощност за първично регулиране на честотата и вторично регулиране на честотата и обменните мощности в електроенергийната система, както и риска от дестабилизиране на работата на системата през зимните месеци в случай на силно ограничено производство от въглищните централи, предлага преди вземането на окончателно решение за предстоящия регулаторен период КЕВР да изиска становище от ЕСО ЕАД и НЕК ЕАД относно необходимостта от доставката на разполагаема мощност за балансиране на системата.

Комисията приема възраженията по отношение приложения инфлационен индекс от 15,3% за неоснователни. Корекцията на разходите за ремонт от 59 161 хил. лв. на 35 910 хил. лв., представляващи отчетените през базисната година разходи по това перо, индексирани с инфлационен индекс от 15,3% по данни от НСИ за отчетената за 2022 г. инфлация, е обосновано с оглед забавения ръст на инфлацията през 2023 г., като цените на металите и строителните материали бележат дори спад в сравнение с нивата, отчетени през 2022 г. Анализ на разходите за ремонт на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за последните 5 години категорично показва, че инфлацията е вече частично акумулирана през 2022 г.,



когато дружеството отчита сериозен ръст на разходите за ремонт от над 50% спрямо отчетените такива през предходните години.

Разходи за ремонт		
	хил. лв.	Отклонение спрямо предходната година
2018 г.	25 910	
2019 г.	24 549	-5%
2020 г.	22 565	-8%
2021 г.	20 267	-10%
2022 г.	31 145	54%
2023 г. очаквано	35 910	15%

По отношение разходите за амортизации следва да се има предвид, че дружеството не е представило обосновка за увеличения им размер. Освен това, приложимият за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД метод за регулиране не предполага предварително включване в РБА на активи, съответно признаване на амортизации за тях, вследствие на изпълнение на текущи инвестиционни дейности през периода, за който се утвърждават цени, като активите, съответно амортизацията, се отразяват след въвеждането им в експлоатация, т.е. отчетени през базисната година.

Възражението относно редуцирането на емисионния коефициент Комисията приема за основателно, като е приложен отчетеният от дружеството коефициент в размер на 1,31253047 тона въглеродни емисии за 1 MWh.

КЕВР не споделя и възражението на дружеството, че предвидените допълнителни количества електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД ще доведат до изкривяване структурата на микса за регулирания пазар. В настоящото решение, в частта относно определянето на разполагаемост, ясно е посочено, че тези количества, освен че са с най-ниска цена, са предназначени за потреблението на ПАВЕЦ, което ще направи възможно в часовете с пиково потребление да се използва електрическата енергия от ВЕЦ – най-бързият и гъвкав обект за производство на електрическа енергия.

### 3.3. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, условно-постоянните разходи на дружеството са коригирани от 387 219 хил. лв. на 356 257 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за амортизации, социалните разходи, разходите за материали за текущо поддържане, разходите за застраховки, разходите за въоръжена и противопожарна охрана и разходите за наем на хидротехнически съоръжения до нивото, отчетено през базисната година. Освен, че дружеството не е обосновоало завишените разходи за амортизации, приложимият за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД метод за регулиране не предполага предварително включване в РБА на активи, съответно признаване на амортизации за тях, вследствие на изпълнение на текущи инвестиционни дейности през периода, за който се утвърждават цени, като активите, съответно амортизацията, се отразяват след въвеждането им в експлоатация, т.е. отчетени през базисната година. Разходите за ремонт са коригирани от 59 161 хил. лв. на 35 910 хил. лв., представляващи отчетените през базисната година разходи по това перо, индексирани с инфлационен индекс от 15,3% по данни от НСИ за отчетената за 2022 г. инфлация.

Предложената от дружеството стойност на разходите за квоти за въглеродни емисии в размер на 2 020 400 хил. лв.<sup>17</sup> е преизчислена на 1 953 793 хил. лв.<sup>18</sup>, като очакваното количество емитирани парникови газове е преизчислено на 11 351 803 тона.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	8 648 792	8 648 792
2	Променливи разходи, в т.ч.:	хил. лв.	2 406 415	2 339 809
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил. лв.	2 020 400	1 953 793
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	387 219	356 257
4	Възвръщаемост	хил. лв.	60 283	60 925
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	2 853 918	2 756 991
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	329,98	318,77

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е изчислена в размер на 318,77 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 2 756 991 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 8 648 792 MWh.

#### 4. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ ЕАД

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

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

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

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

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

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

–Възвръщаемост – 15 445 хил. лв.;

–Нетна електрическа енергия – 1 563 000 MWh;

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

<sup>17</sup> Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД при прогнозна цена на емисии CO<sub>2</sub> от 91,00 €/тон

<sup>18</sup> Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO<sub>2</sub> от 88,00 €/тон

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложили параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 1 800 000 MWh;
- собствени нужди – 13,17%;
- нетна електрическа енергия – 1 563 000 MWh;
- брутен специфичен разход условно гориво, при средна калоричност на суровините 2006 kcal./кг. – 380,8 г.у.г./kWh;
- нетен специфичен разход условно гориво – 438,57 г.у.г./kWh;
- разход на мазут – 3 600 тона.

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

- Разполагаеми два енергийни блока, тъй като един блок е в топлофикационен режим;
- Времетраене на съгласуваните периоди за ремонт на блок – 180 дни;
- Времетраене на несъгласувани по време престои за поддръжка – 5%;
- Обща брутна разполагаема мощност – 2 299 380 MW\*h;
- Норма на възвръщаемост на капитала – 7,67%, при оборотен капитал 45 151 хил. лв. и регулаторна база на активите – 201 349 хил. лв.

Дружеството обосновава размера на променливите разходи на база сключени анекси към рамковите договори за доставки на горива. В разходите за консумативи са запазени отчетените за базовата година стойности, индексирани според официално отчетената инфлация. „ТЕЦ Бобов дол“ АД включва в разходите за квоти за въглеродни емисии емитираните през 2022 г. по цена от 95,00 евро/тон.

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

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

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

Разходите за ремонт са 36 847 хил. лв., като се предвижда ремонт на блокове № 1, № 2 и № 3. Дружеството посочва, че предвидените разходи съответстват на заложените обеми, като повишената аварийност на основните съоръжения е основен фактор за това по значимо планиране на средства.

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са 8 024 хил. лв., определени на база отчет 2022 г. и отразена инфлация от 10%.

#### **4.2. Становище на „ТЕЦ Бобов дол“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

В законоустановения срок не е постъпило становище от „ТЕЦ Бобов дол“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

#### **4.3. Ценообразуващи елементи**

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ АД, се установи, че условно-постоянните разходи на дружеството са определени, като отчетените през базисната година стойности (без разходите за амортизации) са индексирани с инфлационен коефициент в размер на 10%. В тази връзка корекция до отчетеното ниво през базисната година е извършена единствено на съдебните разходи и тези за местни данъци, за които инфлацията е неприложима.

По отношение на променливите разходи на дружеството, разходите по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ не са признати, предвид разпоредбата на чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, съгласно която за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходите на производителите, съставляващи дължими на ФСЕС вноски в размер на 5% от приходите от продадената електрическа енергия, без ДДС. Разходите за квоти за въглеродни емисии са преизчислени от 150 501 хил. лв.<sup>19</sup> на 139 412 хил. лв.<sup>20</sup>

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

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

**Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ АД е изчислена в размер на 417,71 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 652 875 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 563 000 MWh.**

## 5. „ТЕЦ МАРИЦА 3“ АД

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

Със заявление с вх. № Е-14-34-3 от 04.04.2023 г. „ТЕЦ Марица 3“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

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

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

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

<sup>19</sup> Стойността е изчислена от „ТЕЦ Бобов дол“ АД при прогнозна цена на емисии CO<sub>2</sub> от 95,00 €/тон

<sup>20</sup> Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO<sub>2</sub> от 88,00 €/тон

- Условно-постоянни разходи – 12 256 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 4 357 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 1 154 хил. лв.; социални разходи – 0 хил. лв.; разходи за амортизации – 3 678 хил. лв.; разходи за ремонт – 1 938 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 1 128 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 835 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 656 640 MW\*h;
- Нетна електрическа енергия – 135 000 MWh.

Производствената програма на „ТЕЦ Марица 3“ АД за новия ценови период предвижда производството на 135 000 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 61 011 хил. лв., като в нея дружеството включва горива за производство: местни въглища – 162 685 т., биомаса – 40 500 т. и природен газ – 1 500 х.нм<sup>3</sup>, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: енергия за собствени нужди, депониране на пепелина и разходи за закупени квоти за въглеродни емисии. Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е както следва:

- основното гориво, използвано в „ТЕЦ „Марица 3“ АД, са въглища от „Марица Енерджи“ ЕООД. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 8 033 хил. лв. Очаква се специфичният разход на условно гориво за бруто произведена електрическа енергия да е 434,1 гуг./kWh. Разходи за биомаса – 2 734 хил. лв. Действаща средна цена на гориво към 31.12.2022 г. – 160,77 лв./тУГ;

- разходите за газ за разпалване и стабилизиране на горивния процес са на обща стойност 1 950 хил. лв. По-високите разходи за природен газ се дължат на прогнозираното по-голямо производство и увеличаване (поради диспечирание) на циклите пуск/стоп за централата. Очакваният разход на природен газ за целия период е около 1 500 х.нм<sup>3</sup>. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база утвърдената от КЕВР цена;

- по отношение разходите за консумативи дружеството посочва, че с най-голяма тежест са разходите за варовик и хидратна вар, формирани от количеството им, използвано за сероочистване на димните газове до постигане на екологичните стандарти. Планираните разходи за варовик и хидратна вар възлизат на 1 347 хил. лв.

По отношение на условно-постоянните разходи дружеството планира средства за работни заплати и осигуровки за регулаторния период 01.07.2023 – 30.06.2024 г. в размер на 4 357 хил. лв. Предвидено е увеличение на средствата за работна заплата в резултат на увеличение на средносписъчния състав на „ТЕЦ Марица 3“ АД. Въпреки засиленото ангажиране на ремонтния персонал по изпълнение на дейностите, свързани с ремонта и поддръжката на съоръженията със собствени средства, дружеството посочва, че е необходимо да наеме и допълнителен персонал.

Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот. Дружеството посочва, че в периода 2011 г. – 2020 г. е реализирало значителни инвестиции, необходими за възстановяване и модернизирание на остарели производствени мощности и изграждане на екологични съоръжения (сероочистващи инсталации на блок 3), редица ремонти на блок 120 MW, което е довело до увеличаване на стойността на дълготрайните материални активи, респективно на разходите за амортизации.

„ТЕЦ Марица 3“ АД планира ремонтна програма за новия период на стойност 1 938 хил. лв. Дружеството обосновава завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2022 г., с планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение.

Планираното увеличение на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, е свързано с извършен предварителен анализ и оценка на влиянието на някои външни фактори върху общия обем на разходите, като например увеличение в цените на горивата води до увеличение на общия обем разходи за автотранспорт. Дружеството планира и вътрешна

оптимизация на разходите за материали за текущо поддържане, работно облекло, служебни карти за пътуване и др.

Дружеството посочва, че в съответствие с „Указания за образуване на цените при производство на електрическа енергия при прилагане на метода за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, в регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв. Изчислената регулаторна база на активите, посочена в заявлението, възлиза на 11 927 хил. лв.

## 5.2. Становище на „ТЕЦ Марица 3“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

В законоустановения срок не е постъпило становище от „ТЕЦ Марица 3“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

## 5.3. Ценообразуващи елементи

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

По отношение на променливите разходи на дружеството, разходите за закупена електрическа енергия са коригирани от 17 732 хил. лв. на 11 526 хил. лв. предвид прогнозата пазарната цена да е с около 45% по-ниска спрямо отчетената за предходната година. Разходите за квоти за въглеродни емисии са преизчислени от 26 200 хил. лв.<sup>21</sup> на 21 958 хил. лв.<sup>22</sup>

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „ТЕЦ Марица 3“ АД, са както следва:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	135 000	135 000
2	Променливи разходи, в т.ч.:	хил. лв.	61 011	47 850
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил. лв.	26 200	21 958
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	12 852	12 838
4	Възвръщаемост	хил. лв.	596	596
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	73 863	60 688
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	547,13	449,54

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

## 6. „ТОПЛОФИКАЦИЯ РУСЕ“ АД

<sup>21</sup> Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица 3“ АД при прогнозна цена на емисии CO<sub>2</sub> от 105,00 €/тон

<sup>22</sup> Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO<sub>2</sub> от 88,00 €/тон

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

Със заявление с вх. № Е-14-09-4 от 03.04.2023 г. „Топлофикация Русе“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

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

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

–Променливи разходи – 117 102 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 90 734 хил. лв., от които основно гориво (вносни въглища) – 57 674 хил. лв. и гориво за разпалване (мазут) – 33 060 хил. лв.; консумативи – 300 хил. лв.; други променливи разходи – 26 068 хил. лв., от които разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 25 662 хил. лв. и разходи за СОИ – 400 хил. лв.;

–Условно-постоянни разходи – 1 653 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 104 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 27 хил. лв.; разходи за амортизации – 800 хил. лв.; разходи за ремонт – 549 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 173 хил. лв.;

–Възвръщаемост – 60,7 хил. лв.;

–Нетна електрическа енергия – 251 757 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложените параметри:

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

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложените параметри:

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

### **6.2. Становище на „Топлофикация Русе“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

В законоустановения срок не е постъпило становище от „Топлофикация Русе“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

### **6.3. Ценообразуващи елементи**

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „Топлофикация Русе“ АД, условно-постоянните разходи са коригирани от 1 653 хил. лв. на 1 241 хил. лв., в резултат на корекция на разходите за амортизации до нивото, отчетено през базисната година. Освен, че дружеството не е обосновало завишените разходи за амортизации, приложимият за „Топлофикация Русе“

АД метод за регулиране не предполага предварително включване в РБА на активи, съответно признаване на амортизации за тях, вследствие на изпълнение на текущи инвестиционни дейности през периода, за който се утвърждават цени, като активите, съответно амортизацията, се отразяват след въвеждането им в експлоатация, т.е. отчетени през базисната година. Стойностите на променливите разходи не са коригирани.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	251 757	251 757
2	Променливи разходи, в т.ч.:	хил. лв.	117 102	117 102
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил. лв.	25 662	25 662
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	1 653	1 241
4	Възвръщаемост	хил. лв.	61	61
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	118 816	118 404
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	471,94	470,31

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

### **III. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА РАЗПОЛАГАЕМОСТ ПО ЧЛ. 21, АЛ. 1, Т. 21 ОТ ЗАКОНА ЗА ЕНЕРГЕТИКАТА**

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 1 от ЗЕ КЕВР определя прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да закупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители. По този начин се гарантират количествата електрическа енергия, необходими на крайните снабдители за снабдяване по регулирани цени на обекти на битови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниво ниско напрежение, когато тези клиенти не се снабдяват от друг доставчик (чл. 93а, ал. 2 от ЗЕ).

Съгласно чл. 93а, ал. 1 от ЗЕ общественият доставчик НЕК ЕАД закупува електрическата енергия от централи, присъединени към електропреносната мрежа, с обща инсталирана електрическа мощност по-малка от 500 kW, произведена от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, по договори за дългосрочно закупуване на разполагаемост и електрическа енергия, както и в количество, определено по реда на чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ.

По силата на чл. 94 от ЗЕ крайните снабдители продават на обществения доставчик количествата електрическа енергия, която са закупили по чл. 162 от ЗЕ и по чл. 31 от ЗЕВИ по цената, по която са я закупили.

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



енергия, с които общественият доставчик участва при осигуряване на необходимите на крайните снабдители количества електрическа енергия.

С оглед на това, че определяната по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ на производителите разполагаемост за производство на електрическа енергия е обвързана с цените, по които общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители, както и с цените, по които крайните снабдители продават електрическа енергия на крайни клиенти, периодът, за който следва да бъде определена разполагаемостта, следва да съответства на ценовия период на тези цени – 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с: вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2023 г. от НЕК ЕАД, вх. № Е-13-47-13 от 30.03.2023 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, вх. № Е-13-49-7 от 31.03.2023 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-14 от 31.03.2023 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-7 от 03.04.2023 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-2 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-33-4 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ АД, вх. № Е-14-34-3 от 04.04.2023 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД и вх. № Е-14-09-4 от 03.04.2023 г. от „Топлофикация-Русе“ АД. Използвана е и информация, постъпила от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД в отговор на изпратено от КЕВР писмо с изх. № Е-13-77-5 от 04.04.2023 г.

Въз основа на гореизложеното, за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са определени прогнозни количества електрическа енергия, които общественият доставчик ще продава за покриване на потреблението на крайните снабдители, без включени количества за обмен със съседни електроразпределителни дружества, посочени по-долу:

- „Електрохолд Продажби“ ЕАД – 4 926 799 MWh;
- „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 334 451 MWh;
- „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 2 959 581 MWh;
- „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – 2 150 MWh.

Предвид отклоненията на прогнозите на крайните снабдители от реално закупените количества от обществения доставчик през последните три ценови периода, както и разминаването в прогнозите на НЕК ЕАД (12 558 076 MWh) и крайните снабдители (11 957 568 MWh) за следващия ценови период, при определянето им са използвани отчетните данни за 2022 г., които са индексирани с 3% – 12 222 981 MWh.

Въз основа на извършен анализ на информацията относно прогнозната структура на производството и потреблението на електрическа енергия за новия ценови период е установено, че необходимото количество електрическа енергия за покриване нуждите от енергия в страната е в размер на 33 876 757 MWh, от които 12 222 981 MWh за крайни битови клиенти на регулиран пазар.

Предвид горното е необходимо да се извърши оценка на производствените мощности, които трябва да се включат в разполагаемостта за производство на електрическа енергия. В тази връзка следва да се има предвид разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ от ЗЕ, която не допуска определяне на разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период, с изключение на тези по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ, както и разпоредбата на чл. 24, ал. 2 от ЗЕ, според която при изпълнение на правомощието си по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ КЕВР прилага критериите по-ниска цена, сезонност и покриване на върхови товари.

В таблицата по-долу са посочени производителите, подали заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия, респективно имащи намерение да сключват сделки за продажба на електрическа енергия на регулирания пазар, което от своя страна изисква да имат определена разполагаемост по реда на чл. 21, ал. 1, т. 21 от

ЗЕ. Предвид изискването на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ, за тези производители са посочени и по-горе изчислените цени на електрическа енергия, съответно разликата между тях и прогнозната пазарна цена:

Производител	Пълна цена за енергия, лв./MWh	Прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., лв./MWh	Разлика в %
1 „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	63,48	256,37	-75,24%
2 ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	83,87	256,37	-67,29%
3 „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	318,77	256,37	24,34%
4 „ТЕЦ Бобов дол“ АД	417,71	256,37	62,93%
5 „ТЕЦ Марица 3“ АД	449,54	256,37	75,35%
6 „Топлофикация Русе“ АД	470,31	256,37	83,45%

Видно от горната таблица, с оглед изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ и чл. 24, ал. 2 от ЗЕ КЕВР не следва да определя разполагаемост на „ТЕЦ Бобов дол“ АД, „ТЕЦ Марица 3“ АД, „Топлофикация Русе“ АД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Допълнителен аргумент в тази връзка може да се изведе от изискванията на чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, съгласно които Комисията следва да осигури условия за развитие на конкурентни и добре функциониращи регионални пазари в рамките на Европейския съюз, предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар, като едновременно с това осигури балансирано изменение на цените за крайните клиенти. Както е посочено по-долу, в микса на НЕК ЕАД попадат цялото изкупувано по преференциални цени количество електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от централи с обща инсталирана електрическа мощност по-малка от 500 kW, и електрическата енергия по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия. Предвид прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 256,37 лв./MWh, е обосновано миксът на обществения доставчик да се допълва с електрическа енергия по цени близки или по-ниски от тези на пазара. Обратното би означавало, че на производителите с регулирани цени, по-високи от пазарните, се осигурява конкурентно предимство, тъй като продавайки на обществения доставчик на по-високи цени ще имат възможност да предлагат на свободния пазар количества на по-ниски цени от тези на останалите пазарни участници, което е в противоречие с принципите по чл. 23, т. 2 – т. 6 от ЗЕ. В тази връзка определянето на количества на ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, и разполагаемост на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е с оглед значително по-ниските цени на тези производители, спрямо предложените такива от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ АД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „Топлофикация Русе“ АД. За тези дружества не може да бъде определена разполагаемост за производство на електрическа енергия за изкупуване от обществения доставчик, тъй като видно от аргументите по т. II. по-горе тяхната регулирана цена би била с повече от 10 на сто над прогнозната пазарна цена по т. I. по-горе – арг. от чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ.

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

Министърът на енергетиката е издал Заповед № Е-РД-16-295 от 01.06.2023 г., предоставена на КЕВР с писмо с вх. № Е-03-17-15 от 02.06.2023 г. С посочената заповед на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ министърът на енергетиката е определил на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД обща годишна квота в размер на 2 200 000 MWh за задължително изкупуване на електрическа енергия, произведена от местни първични източници на

гориво, представляващи приблизително 4% от цялата първична енергия, необходима за производство на електрическа енергия, консумирана в страната през календарната 2022 г. Според същата заповед общата годишна квота следва да бъде произведена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. По силата на чл. 93а, ал. 1, т. 3 от ЗЕ тази обща годишна квота следва да бъде изкупена от обществения доставчик.

Горната заповед е издадена в изпълнение на т. 2 от Решение от 31.01.2020 г. на Народното събрание за предприемане на всички необходими мерки за недопускане в дългосрочен план прекратяване на функционирането и/или ограничаването на производствения капацитет на въглищните топлоелектрически централи от групата на „Български енергиен холдинг“ ЕАД и на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ с оглед сигурността на снабдяването с електрическа енергия на територията на страната.

Предвид обстоятелството, че количествата електрическа енергия, които общественият доставчик е задължен да закупи по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ, покриват потреблението на клиентите на крайните снабдители, както и спецификата на товарите, които осигуряват, е обосновано да бъдат определени количества електрическа енергия, които НЕК ЕАД ще реализира както на регулирания, така и на свободния пазар.

Въз основа на гореизложеното, определените общи количества електрическа енергия, необходими за осигуряване на потреблението на клиентите на крайните снабдители, както и за реализация на пазара по свободно договорени цени, са представени в таблицата по-долу:

№	Електрическа енергия по производители, в MWh	Общо	За регулиран пазар	За свободен пазар
1	„Ей И Ес –ЗС Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 000	2 367 000	789 000
2	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	3 146 000	2 359 500	786 500
3	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 500 kW	281 455	281 455	0
4	Топлофикационни и заводски централи, под 500 kW	3 132	3 132	0
5	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	2 200 000	2 200 000	0
6	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	3 942 000	3 942 000	0
7	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 151 095	1 069 894	2 081 201
<b>9</b>	<b>Общо количество енергия, реализирано от НЕК ЕАД</b>	<b>15 879 682</b>	<b>12 222 981</b>	<b>3 656 701</b>

Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници под 500 kW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2022 г., като са взети предвид условията на § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

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

<b>Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители</b>
--

	Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	„Ей И Ес - 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	ВИ	ОБЩО
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.23	62 027	275 280	74 400	110 000	250 000	175	34 915	<b>806 797</b>
авг.23	70 222	275 280	74 400	100 000	260 000	129	28 069	<b>808 101</b>
сеп.23	100 936	180 000	72 000	100 000	250 000	127	22 531	<b>725 594</b>
окт.23	90 372	186 250	74 500	180 000	320 000	112	14 737	<b>865 971</b>
ное.23	88 214	237 600	108 000	300 000	320 000	374	4 363	<b>1 058 551</b>
дек.23	107 204	334 800	238 080	330 000	410 000	395	4 674	<b>1 425 153</b>
яну.24	89 217	379 440	238 080	330 000	450 000	484	19 707	<b>1 506 927</b>
фев.24	79 331	447 600	255 360	280 000	99 500	442	21 324	<b>1 183 558</b>
мар.24	246 257	445 800	364 070	310 000	0	459	28 353	<b>1 394 939</b>
апр.24	37 656	360 000	352 800	150 000	0	151	32 577	<b>933 183</b>
май.24	54 237	446 400	238 080	20 000	0	145	37 086	<b>795 948</b>
юни.24	44 221	373 550	110 230	157 000	0	138	33 119	<b>718 258</b>
юли.23 - юни.24	<b>1 069 894</b>	<b>3 942 000</b>	<b>2 200 000</b>	<b>2 367 000</b>	<b>2 359 500</b>	<b>3 132</b>	<b>281 455</b>	<b>12 222 981</b>

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

В допълнение към горното, следва да се отчете обстоятелството, че поради изтичане срока на споразумението за изкупуване на електрическа енергия между НЕК ЕАД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД на 21.02.2024 г., е необходимо количествата електрическа енергия, които ще отпаднат от задължението за изкупуване от обществения доставчик, да бъдат заместени с други, с цел осигуряване потреблението на клиентите на регулирания пазар, респективно структурата на потреблението на този пазар – със силно изразени пикове през сутрешните и вечерни часове на денонощието. Потреблението на клиентите на крайните снабдители е силно модулирано, като на база отчетено потребление за 2022 г., през месеците от март до юни разликата между минимума и пика на потребление варира от 800 MW (м. юни) до 1 380 MW (м. март). Тази разлика в потреблението се покрива от диапазона за регулиране, предоставян от блоковете в централите със сключени споразумения за изкупуване на енергия (СИЕ), както и от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД. След изтичане срока на СИЕ с „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, общественият доставчик се лишава от възможността да разполага с близо 300 MW диапазон за регулиране. В тази връзка „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД следва да предоставя на обществения доставчик диапазон за регулиране след осигуряване на допълнителни услуги на ЕСО ЕАД, в зависимост от разполагаемостта на работещите блокове.

Предвид горното и с оглед гарантиране сигурността на снабдяването на регулирания пазар е необходимо общественият доставчик да бъде обезпечен по отношение на преодоляването на неравномерното потребление на електрическа енергия на този пазар. Последното не може да бъде осъществено единствено чрез количествата електрическа енергия, която се произвежда от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, както и

предоставения диапазон от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, с оглед на което на обществения доставчик следва да бъдат осигурени допълнителни количества електрическа енергия в размер на 100 000 MWh от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за периода март 2024 г. – юни 2024 г. за обезпечаване работата на ПАВЕЦ в помпен режим и покупко-продажба на свободния пазар с цел осигуряване на сигурността на снабдяването за клиентите на регулирания пазар. Този извод е обоснован с оглед профила на товара и цената на електрическата енергия, произвеждана от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – арг. от чл. 24, ал. 2 от ЗЕ.

**Предвид горните факти и обстоятелства и произтичащите от тях изводи, за новия регулаторен период следва да бъдат утвърдени цени на електрическата енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и НЕК ЕАД за ВЕЦ, негова собственост, и съответно не следва да бъдат утвърждавани такива цени на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ АД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „Топлофикация Русе“ АД. В тази връзка следва да бъдат утвърдени следните цени на производители на електрическа енергия:**

- „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 63,48 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 991 243 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 615 000 MWh.;
- НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – 83,87 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 264 287 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 151 095 MWh.

#### **IV. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК**

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

##### **1. Предоставена от обществения доставчик прогнозна информация**

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД е изготвило прогноза за предстоящия регулаторен период при следните предпоставки и условия:

- количествата електрическа енергия, необходими за крайните снабдители, са изчислени на база отчетените за 2022 г., с увеличение от 3% – 12 558 076 MWh;
- количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство и от възобновяеми източници са по предоставените от крайните снабдители прогнози;
- общото количество електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, предназначено за регулирания пазар, е прогнозирано в размер на 5 200 000 MWh, като е увеличено спрямо количеството по Решение № Ц-19 от 01.07.2022г. с 206 800 MWh. Увеличените количества електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД компенсират отпадането от 21.02.2024 г. на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД от обхвата на чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ, поради изтичане срока на дългосрочното споразумение за изкупуване на енергия, сключено между дружеството и НЕК ЕАД;
- количества електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не са предвидени;
- количествата електрическа енергия от „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД са в размер на 3 345 000 MWh;

- количествата електрическа енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са в размер на 3 146 000 MWh, изчислени до изтичане срока на СИЕ на 21.02.2024 г.;
- количества електрическа енергия от свободния пазар (БНЕБ ЕАД) – 745 971 MWh;
- компенсация от ФСЕС – 2 223 144 хил. лв.;
- компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ за следващия регулаторен период в размер на 3% от цената за енергия на обществения доставчик за регулирания пазар – 6,99 лв./MWh.

## 2. Становище на НЕК ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-01-14 от 01.06.2023 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

### 2.1. По прогнозната пазарна цена на „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД

НЕК ЕАД изразява несъгласие с подхода при определяне на прогнозната пазарна цена на централите със СИЕ да се използва коефициент 1,00753 с мотива за равнопоставеност с производителите от ВИ и ВЕКП. Според дружеството централите „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД първо осигуряват необходимата електрическа енергия за регулирания пазар, като с възможността за изменение на товара на производствените си мощности поемат силно модулирания график на потребление на крайните снабдители. По този начин, когато са напълно натоварени, осигуряват потреблението на крайните снабдители в пиковите часове и нямат възможност да реализират енергия на свободен пазар по цени над прогнозната пазарна цена. Тези централи имат свободен диапазон за производство на електрическа енергия за реализиране на свободен пазар в минимумите на потребление на клиентите на крайните снабдители, когато цените на борсата са под прогнозната пазарна цена. С оглед горното, при определяне на коефициента на групата на кондензационните централи „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД следва да се има предвид отношението на постигнатата средна цена в часовете офпик с постигнатата средна цена за базов товар на платформата „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД. През 2022 г. постигнатата средна цена офпик е в размер на 441,49 лв./MWh, а постигнатата средна цена на базов товар е 494,50 лв./MWh. В таблицата по-долу дружеството е представило начина за определяне на коефициента за кондензационните централи с дългосрочни договори, които участват в покриване потреблението на регулиран пазар:

	ОБЩО ЕЕ			ЕЕ за регулиран пазар			ЕЕ за свободен пазар		
	к-во MWh	цена лв./MWh	ст-ст хил. лв.	к-во MWh	цена лв./MWh	ст-ст хил. лв.	к-во MWh	цена лв./MWh	ст-ст хил. лв.
„Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД	3 345 000	-	848 364	3 110 500	256,3 7	771 802	334 500	228,89	76 562
„КонтурГлобал Марица изток 3“ АД	3 346 000	-	848 618	3 011 400	256,3 7	772 033	334 600	228,89	76 585
	<b>6 691 000</b>	<b>253,62</b>	<b>1 696 981</b>	<b>6 021 900</b>			<b>669 100</b>		

Отношение на цена офпик към цена базов товар 0,89
---

Според НЕК ЕАД, при така направените изчисления и прогнозна пазарна цена за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. от 256,37 лв./MWh, груповият коефициент за кондензационните централи следва да е 0,98928 или прогнозната пазарна цена за кондензационните централи да бъде 253,62 лв./MWh. Тази цена следва да бъде използвана при определяне на средствата за компенсиране на „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД от ФСЕС.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Приложеният коефициент за двете централи със сключени СИЕ за следващия регулаторен период е значително подценен предвид необичайната крива на борсовите цени през 2022 г. При нормално развитие за ценовите нива според сезонността, каквото показва равнището на фючърсите по тримесечия за следващия регулаторен период, реално постигнатият коефициент следва да е с около 10% по-висок, като в тази връзка допълнителното му редуциране ще осигури необосновани приходи на НЕК ЕАД за сметка на ФСЕС и потребителите на енергийни услуги. Следва да се отбележи, че през предходния ценови период общественият доставчик реализира значителни печалби, както от реализацията на електрическата енергия от централите със сключени СИЕ на борсовия пазар, така и от по-ниските разходи за квоти за въглеродни емисии за тази енергия, като в тази връзка тези значителни маржове следва да се използват и при евентуален недовзет приход от продажбата на количествата, предназначени за свободен пазар през следващия ценови период.

## **2.2. По количествата електрическа енергия за покриване потреблението на клиентите на крайните снабдители за текущия ценови период**

Общественият доставчик посочва, че очакваното потребление на клиентите на крайните снабдители за регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. е 12 450 697 MWh (съгласно отчетни данни за периода 01.07.2022 г. – 31.05.2023 г. и прогноза за м. юни 2023 г.) или с 364 566 MWh повече спрямо предвидените в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР 12 086 618 MWh. Предвидените в цитираното решение средства за компенсиране на обществения доставчик от Фонда за реализирана електрическа енергия на регулирания пазар, които са в размер на 1 577 819 хил. лв., се отнасят за определеното количество за текущия регулаторен период от 12 086 816 MWh. Дружеството обръща внимание, че поради по-високото отчетено потребление на крайните снабдители тези средства няма да бъдат достатъчни за компенсиране и през месец юни се очаква на обществения доставчик да бъдат отказани за компенсиране от Фонда средства в размер на 47 591 хил. лв. поради достигнат лимит.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. ФСЕС не следва да компенсира допълнителните количества електрическа енергия, предназначена за клиентите на крайните снабдители, предвид мотивите, изложени в т. 2.4. по долу.

## **2.3. По количествата електрическа енергия за покриване потреблението на клиентите на крайните снабдители за следващия ценови период**

НЕК ЕАД посочва, че при потвърждаване на прогнозата на дружеството за по-високо потребление на крайните снабдители от определеното в приетия от КЕВР доклад ще се формира недостиг от средства във ФСЕС и недокомпенсиране на обществения доставчик. Намира за коректно Комисията да предвиди по-високо потребление, с което да се избегне рискът от недостиг на енергия за крайните снабдители, необходимостта от допълнителни средства за компенсиране и актуализиране на ценовото решение по време

на регулаторния период. Счита, че компенсирането на НЕК ЕАД е въз основа на реално продадена енергия и няма риск от надвземане на средства от ФСЕС.

Горното възражение Комисията счита за неоснователно. Определените в приетия от КЕВР доклад прогнозни количества електрическа енергия за регулиран пазар представляват отчетените такива за 2022 г., индексирани с 3% (12 222 981 MWh). Предвид отклоненията на прогнозите на крайните снабдители от реално закупените количества от обществения доставчик през последните три ценови периода, както и разминаването в прогнозите на НЕК ЕАД (12 558 076 MWh) и крайните снабдители (11 957 568 MWh) за следващия ценови период, Комисията е използвала балансиран подход. При необходимост от обезпечаване на доставките на регулиран пазар с допълнителни количества електрическа енергия, общественият доставчик следва да използва част от количествата, определени за реализация на свободния пазар.

#### 2.4. По размера на надвезтия приход за предходния регулаторен период

НЕК ЕАД посочва, че за регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. очакваното количество електрическа енергия за задоволяване потреблението на клиентите на крайните снабдители е с 364 566 MWh повече, съответно закупеното количество електрическа енергия от ВИ производители с инсталирана мощност под 500 kW е с около 142 448 MWh по-малко спрямо предвидените количества в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, което налага централите със сключени дългосрочни СИЕ да произведат общо около 507 014 MWh повече електрическа енергия. Отбелязва, че приходът, който дружеството ще получи по цена за обществена доставка, е само върху количеството електрическа енергия над прогнозираното от КЕВР или само върху 364 566 MWh. В резултат на тези изчисления общественият доставчик ще бъде надкомпенсиран със средства в размер на 19 157 хил. лв., а не с 46 428 хил. лв. Обръща внимание, че в ценови решения, в случаите когато КЕВР е признавала допълнителни средства за компенсиране за предходни регулаторни периоди, е прилаган принципът съответните средства да се възстановяват на НЕК ЕАД в рамките на регулаторен период на равни месечни вноски, поради което предлага надвезтият приход на обществения доставчик да бъде възстановен на Фонда на 12 равни месечни вноски по 1 596 хил. лв.

	MWh	лв./MWh	хил. лв.
Разходи „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД	507 014	340,13	172 451
Разходи за достъп на „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД	507 014	2,30	1 166
Приходи от продадена ЕЕ	364 566	81,90	-29 858
Количества от ВИ	142 448	235,14	-33 495
Квоти за емисии CO <sub>2</sub> при 82,43 евро/тон			-129 421
Надвзет приход			-19 157

Комисията счита това възражение за неоснователно. Анализът на данните относно закупените и съответно реализирани количества електрическа енергия от обществения доставчик (отчет за периода 01.07.2022 г. – 31.05.2023 г. и прогноза за месец юни 2023 г.) показва, че на НЕК ЕАД ще са необходими допълнително 507 014 MWh за задоволяване на потреблението на регулирания пазар, от които 364 566 MWh поради по-високи заявки от крайните снабдители и 142 448 MWh поради по-ниско спрямо заложеното в Решение №



Ц-19 от 01.07.2022 г. производство на производители от възобновяеми източници с инсталирана мощност под 500 kW.

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

<b>Крайни снабдители</b>			
Период	Количества съгласно Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., MWh	Отчетени количества, MWh	Отклонение, MWh
юли.22	814 084	804 772	-9 311
авг.22	801 830	806 073	4 243
сеп.22	683 172	723 774	40 602
окт.22	997 793	863 798	-133 995
ное.22	1 088 526	1 055 895	-32 631
дек.22	1 393 582	1 421 577	27 995
яну.23	1 362 255	1 435 056	72 801
фев.23	1 147 719	1 368 536	220 817
мар.23	1 280 358	1 229 549	-50 809
апр.23	1 025 900	1 111 687	85 787
май.23	761 418	900 486	139 068
юни.23 очаквано	729 980	729 980	0
<b>юли.22- юни.23</b>	<b>12 086 618</b>	<b>12 451 184</b>	<b>364 566</b>

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

<b>ВИ под 500 kW</b>			
Период	Количества съгласно Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., MWh	Отчетени количества, MWh	Отклонение, MWh
юли.22	39 587	35 946	-3 642
авг.22	36 691	28 898	-7 794
сеп.22	28 241	23 196	-5 044
окт.22	18 854	15 172	-3 682
ное.22	12 457	4 492	-7 965
дек.22	10 216	4 812	-5 405
яну.23	19 701	7 403	-12 298
фев.23	25 723	13 530	-12 193
мар.23	33 207	16 900	-16 307
апр.23	39 752	16 593	-23 160
май.23	46 099	18 226	-27 873
юни.23 очаквано	42 327	25 239	-17 087
<b>юли.22- юни.23</b>	<b>352 855</b>	<b>210 407</b>	<b>-142 448</b>

Горните данни ясно показват, че през първата половина на регулаторния период крайните снабдители са заявили със 103 098 MWh по-малко електрическа енергия спрямо предвидените в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. По този начин намалените количества за второто шестмесечие на 2022 г. от ВИ под 500 kW не са оказали съществено влияние върху структурата на микса на обществения доставчик. По-високите количества се дължат

на потреблението на клиентите на крайните снабдители през втората половина от регулаторния период. Тези допълнителни количества електрическа енергия няма как да са осигурени от двете централи със сключени СИЕ предвид обстоятелството, че за периода януари – май 2023 г. „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД е произвела 925 605 MWh, при определени количества за регулиран пазар в размер на 1 270 000 MWh, а „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е произвела 1 793 003 MWh, при определени количества за регулиран пазар в размер на 1 410 000 MWh или общо производство в размер на 2 718 608 MWh при квота за регулиран пазар от 2 680 000 MWh. Следователно само 38 608 MWh от „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД евентуално са използвани за покриване на допълнителните количества за регулирания пазар.

НЕК ЕАД е купувало значителни количества електрическа енергия от пазар „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД. За първите пет месеца на 2023 г. дружеството е закупило 613 115 MWh при среднопретеглена цена от 186,42 лв./MWh, като постигнатата цена е значително по-ниска от цените на двете централи със сключени СИЕ.

Размерът на компенсацията, следва да се съобрази с обстоятелството, че е налице сериозно отклонение между прогнозната цена на квотите за въглеродни емисии и постигнатата средна такава за периода. В Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., при изчислението на компенсацията на обществения доставчик за реализираната електрическа енергия на регулирания пазар от централите със сключени СИЕ, е заложена прогнозна цена на квотите за въглеродни емисии от 91,00 евро/тон, докато постигнатата е в размер на 82,43 евро/тон. В тази връзка, посочените обстоятелства следва да бъдат взети предвид с оглед точното установяване на размера на невъзстановяемите за НЕК ЕАД разходи, както и за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В допълнение, неотчитането на тези обстоятелства ще доведе до двойно компенсиране на обществения доставчик, а именно: от една страна чрез претендираната компенсация от ФСЕС за допълнителни количества закупена електрическа енергия, а от друга – чрез реализирания надвзет приход от по-ниските цени на квотите за въглеродни емисии, спрямо заложените в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., съответно до нарушаване на интересите на клиентите. В тази връзка, надвзетият от обществения доставчик приход е остойностен в размер на 129 421 хил. лв., отразяващ емитираните 7 460 173 тона въглеродни емисии, съответстващи на количествата електрическа енергия от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, предназначени за регулирания пазар, и отклонението между прогнозната и отчетената цена на квотите за въглеродни емисии на БЕХ.

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

		Количество, MWh	Цена, лв./MWh	Разходи, хил. лв.
1	Допълнителни количества, остойностени по цената на „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД, използвана в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г, коригирана във връзка с отчетена по-ниска стойност на квотите за въглеродните емисии	38 608	304,00	11 737
2	Разходи за достъп на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	38 608	2,30	89
3	Допълнителни количества, остойностени по постигнатата от дружеството среднопретеглена цена на БНЕБ ЕАД	468 406	186,42	87 320
4	Надценка за дейността обществена доставка	364 566	6,53	2 381
5	Приход от цена за обществена доставка	364 566	81,90	-29 858
6	Стойност на недоставените количества от производители от възобновяеми източници, с инсталирана мощност под 500 kW	142 448	235,14	-33 495
<b>I</b>	<b>Компенсация на обществения доставчик</b>		<b>38 173</b>	
<b>II</b>	<b>Надвзет приход от квоти въглеродни емисии</b>		<b>-129 421</b>	

Във връзка с гореизложеното се установява, че общественият доставчик е реализирал надвзет приход в размер на 91 248 хил. лв. за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., като тази сума следва да се приспадне от стойността на компенсациите, които НЕК ЕАД следва да получи от ФСЕС. Предвид ликвидния дефицит във Фонда и риска от нарушаване на ритмичността на плащанията от НЕК ЕАД към доставчици на електрическа енергия за регулиран пазар е обосновано надвзетият приход в размер на 91 248 хил. лв. да бъде разсрочен, като ФСЕС следва да прихване половината от сумата в размер на 45 624 хил. лв. от следващото плащане към обществения доставчик и остатъка от 45 624 хил. лв. на 12 равни месечни вноски по 3 802 хил. лв. от плащанията за следващия ценови период.

#### **2.5. По увеличените разходи за варовик на „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД**

НЕК ЕАД посочва, че с писмо с вх. № ЦУ 26-00-20-2/30.052023 г. „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД информира обществения доставчик за корекция на цената за варовик, спрямо предоставената в заявлението за утвърждаване на цени, в резултат от влязло в сила на 01.01.2023 г. увеличение в размер на 0,30 лв./MWh. С тази корекция разходите на централата за варовик ще бъдат в размер на 5,73 лв./MWh. Уточнява, че „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е предвидило това увеличение в информацията, която е предоставило на дружеството при подаване на заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период.

Комисията приема горното възражение за основателно. В тази връзка повишените разходи за варовик на „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД са отразени в цената на централата, съответно в необходимите приходи на обществения доставчик.

#### **2.6. По цената на електрическата енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД**

Общественият доставчик изразява несъгласие с непризнаването в цената за разполагаемост на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД на разходите за инвестицията за извършената SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub> модернизация, както и БРЕФ инвестицията. Посочва, че с окончателно решение на арбитражен съд от 01.08.2022 г. НЕК ЕАД е осъдено да заплати на „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД сумата от общо 29 107 хил. лв., включваща главница, лихви за забава, ДДС и разноски, които дружеството е заплатило изцяло на 15.08.2022 г. Предвид горното настоява КЕВР да ускори одобрението на изменението на финансовия модел на кондензационната централа и да коригира цената за разполагаемостта, като за направения разход се предвиди компенсация за обществения доставчик за следващия регулаторен период, започващ от 01.07.2023 г.

Горното възражение Комисията приема за частично основателно. В Комисията е представен за одобрение тарифен модел с писмо с вх. № Е-13-14-3 от 02.05.2023 г. Към момента административното производство в тази връзка не е приключило с изричен административен акт. В допълнение следва да се има предвид, че на 07.03.2016 г. НЕК ЕАД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са сключили споразумение за изменение на СИЕ (Споразумение за изменение). Същото е разрешено от КЕВР с Решение № Р-236 от 22.04.2016 г. Съгласно чл. 3.2. от Споразумението за изменение НЕК ЕАД се е задължило да плати на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД размера на инвестицията за SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub> модернизацията, който се изчислява въз основа на извършени от НЕК ЕАД правен, финансов и технически анализ на разходите за модернизацията, като към така

установените разходи се прибавя норма на възвръщаемост в размер съгласно одобрен от Комисията тарифен модел. Според чл. 3.2.4. от Споразумението за изменение НЕК ЕАД е длъжно да заплати на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД така определен общ размер на инвестицията, както следва: 10 000 хил. евро не по-късно от 31.12.2017 г., а останалата сума от общия размер на инвестицията – на четири равни вноски, дължими на всеки шест месеца, като първата вноска трябва да бъде заплатена не по-късно от 30.06.2018 г. Във връзка с изпълнение на задълженията на НЕК ЕАД по Споразумението за изменение, Арбитражният съд към Българската търговско-промишлена палата е постановил частично арбитражно решение от 08.02.2022 г., с което е осъдил дружеството да заплати на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД 10 000 хил. евро, като е отхвърлил иска на производителя за останалата част от разходите до пълния размер на инвестицията, без да накърнява правото му за повторното му предявяване при настъпване на условията за неговата изискуемост и е отложил въпросите, касаещи ДДС, лихвите и разноските, за решаване в допълнително окончателно решение. На 01.08.2022 г. Арбитражният съд към Българската търговско-промишлена палата е постановил окончателно решение, с което е осъдил НЕК ЕАД да заплати на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД ДДС в размер на 3 912 хил. лв., разноски по арбитражното дело в размер на 1 760 хил. лв., 3 776 хил. лв. лихва за периода от 01.01.2018 г. до 01.07.2022 г., лихви за забава в размер на 2 226 лв. на ден за периода от 02.07.2022 г. до 14.08.2022 г.

С оглед горното от претендираните от обществения доставчик суми в размер на 29 107 хил. лв. общо, включващи главница в размер на 19 558 хил. лв., ДДС в размер на 3 912 хил. лв., разноски по арбитражното дело в размер на 1 760 хил. лв., 3 776 хил. лв. лихва за периода от 01.01.2018 г. до 01.07.2022 г., лихви за забава в размер на 2 226 лв. на ден за периода от 02.07.2022 г. до 14.08.2022 г., следва да се признае само тази за главница в размер на 19 558 хил. лв., която сума съответства на чл. 3.2.4., буква „i“ от Споразумението за изменение. В допълнение, според чл. 11, ал. 2, т. 5 и т. 12 от НРЦЕЕ за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват: разходи, свързани с лихви за забавяне, както и съдебни разходи.

## **2.7. По компонентата за дейността „обществена доставка“**

НЕК ЕАД посочва, че компонентата за дейността е изчислена в размер на 6,08 лв./MWh, което е 3% от средната цена на цялата закупена и произведена енергия, включително обаче и тази, предназначена за свободния пазар. Тъй като приход от тази компонента се получава само върху реализираната енергия на регулирания пазар, общественият доставчик счита, че стойността ѝ следва да бъде изчислена само върху количествата електрическа енергия, предназначени за продажба на крайните снабдители, в противен случай дружеството ще получи по-малко средства в размер на 5 212 хил. лв. Напомня, че в решенията си КЕВР няма последователен подход при определяне на базата, върху която да приложи надбавката за услугата обществена доставка, като дава пример, че за периода 2019 г. – 2020 г за база е използвана енергията само за крайните снабдители, докато за периодите от 2020 г. до 2023 г. за база са използвани както количествата за регулиран, така и тези, предназначени за свободен пазар.

Подчертава, че приходите от компонентата за дейността НЕК ЕАД използва за покриване на разходите за лихви, които дружеството трябва да погаси по кредитните споразумения с БЕХ ЕАД, които са вследствие на допуснат тарифен дефицит в резултат от регулаторни решения на КЕВР. Обръща внимание, че липсата на достатъчен паричен ресурс за обслужване на кредитите към БЕХ ЕАД води до просрочени задължения по главници и лихви, което ще увеличи задълженията за лихви с добавяне на лихви за просрочие за следващия регулаторен период.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Според разпоредбата на чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ утвърдените необходими годишни приходи за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ включват и компонента в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството, като на НЕК ЕАД е определен максималният размер.

### **2.8. По признаването на тарифния дефицит на обществения доставчик, формиран през предходни регулаторни периоди**

Дружеството отбелязва, че в резултат на постановени решения на КЕВР за предходни регулаторни периоди НЕК ЕАД, в качеството си на обществен доставчик, е натрупало ценови дефицит, който към настоящия момент възлиза на 2 456 692 хил. лв. Според НЕК ЕАД течащият процес на либерализация налага постепенно намаляване на функциите на обществения доставчик. Поради това счита за необходимо тарифният дефицит да бъде признат, като бъде изготвен и приложен механизъм за възстановяването му в периода преди пълното отпадане на дейността „обществена доставка на електрическа енергия“.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. По-долу в решението са представени мотиви относно невключването на предявените от обществения доставчик за възстановяване разходи от предходни регулаторни периоди.

### **3. Средна покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик („Миксова цена“)**

От общото количество електрическа енергия на НЕК ЕАД:

–12 222 981 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар. Предложената стойност от обществения доставчик е коригирана, както е описано по-горе;

–3 656 701 MWh са предназначени за реализиране на борсовия пазар.

Количествата и разходите, участващи при формиране на „миксовата цена“ на НЕК ЕАД за регулирания пазар, са представени в таблицата по-долу:

<b>Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик</b>				
	ПОЗИЦИЯ	Прогноза за регулаторния период		Средна цена на електрическата енергия
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	3 942 000	250 238	63,48
2	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	2 200 000	701 294	318,77
3	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 151 095	264 282	83,87
4	„Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 000	1 274 871	403,95
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	3 146 000	1 026 514	326,29
6	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	3 132	2 108	673,05
7	ВИ под 500 kW	281 455	85 043	302,15
<b>8</b>	<b>Средна покупна цена на обществения доставчик</b>	<b>15 879 682</b>	<b>3 604 351</b>	<b>226,98</b>

Разходите за електрическа енергия от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, участващи във формирането на средната покупна цена за електрическа енергия на НЕК ЕАД, са изчислени въз основа на елементите, заложиени във финансовите модели към сключените СИЕ. Цената за разполагаемост на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД не е коригирана с разходите за инвестицията за извършената SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub> модернизация, тъй като към момента КЕВР не е одобрявала изменение на финансовия модел на дружеството, а количествата електрическа енергия, изкупени от обществения доставчик, са изчислени до изтичане срока на СИЕ на 21.02.2024 г.

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

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са съгласно Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. на КЕВР.

#### 4. Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“

Компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ е формирана съгласно изискванията на разпоредбата на чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ, според която същата се определя в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството. Компонентата е изчислена в размер на 6,81 лв./MWh.

#### 5. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители

Във връзка с изложеното по т. 3 и т. 4 формирането на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е представено в следващата таблица:

Формиране на миксовата цена за енергия за клиентите на регулиран пазар				
	ПОЗИЦИЯ	Регулиран пазар		Средна цена на енергията за регулиран пазар, след компенсиране от ФСЕС
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	3 942 000	250 238	63,48
2	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	2 200 000	568 259	258,30
3	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 069 894	89 732	83,87
4	„Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 367 000	611 395	258,30
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	2 359 500	609 458	258,30
6	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	3 132	755	240,98
7	ВИ под 500 kW	281 455	56 062	199,19
8	Общо количество електрическа енергия необходима за покриване потреблението на регулиран пазар	12 222 981	2 185 898	178,84
9	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“	12 222 981	83 239	6,81

10	Компенсирани от ФСЕС разходи на обществения доставчик във връзка с чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	12 222 981	-853 775	-69,85
11	<b>Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (р.8+р.9+р.10)</b>	<b>12 222 981</b>	<b>1 415 421</b>	<b>115,80</b>

В изпълнение на чл. 21, т. 21, изр. второ от ЗЕ, съгласно който Комисията не определя разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период, с изключение на тези по чл. 93а и чл. 94, КЕВР не е определила разполагаемост, съответно цена на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Със Заповед № Е-РД-16-295 от 01.06.2023 г. на министъра на енергетиката за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е определена обща годишна квота в размер на 2 200 000 MWh за задължително изкупуване на електрическа енергия от обществения доставчик – арг. от чл. 93а, ал. 1, т. 3 във връзка с чл. 4, ал. 1, т. 8 от ЗЕ.

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

Поради това, че принципът по чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите изисква балансирано изменение на цените на крайните клиенти, то производителите със сключени СИЕ не биха участвали с разполагаемост/количества електрическа енергия по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ за регулирания пазар, ако не съществуваше задължението на обществения доставчик по 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ за изкупуване на произведената от тях електрическа енергия. В тази връзка и с оглед спазване на посочения принцип на ЗЕ, разходите на обществения доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ следва да отразяват и разликата между разходите за електрическа енергия от „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, предназначена за регулирания пазар, и осреднените пълни разходи на производителите, които биха попълнили микса при липса на сключени СИЕ.

**Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е 115,80 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 6,81 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 1 415 421 хил. лв. и енергия – 12 222 981 MWh.**

## V. ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цена или компонента от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към ЕЕС, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: невъзстановяемите разходи и разходите, произтичащи от наложени задължения към обществото.

Предвид горното, цената за задължения към обществото е формирана въз основа на:

–разходи на ФСЕС за изплащане на премии по чл. 162а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.;

–разходи за компенсиране разходите на обществения доставчик, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които общественият доставчик ще закупува електрическа енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ през новия ценови период;

–разходи за компенсиране на разходи за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. на ФСЕС;

–разходи на обществения доставчик за дължимата вноска по чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ от производителите със СИЕ.

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

## **1. Приходи на ФСЕС**

Прогнозните приходи на Фонда за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са оценени на 2 991 725 хил. лв., като включват приходите, получени от търговете на квоти за емисии на парникови газове, предвидени в Закона за опазване на околната среда, постъпленията от продажбата на енергия от възобновяеми източници, постъпили от договори за статистическо прехвърляне по ЗЕВИ и приходите съгласно чл. 36е от ЗЕ.

Прогнозният пълен размер на приходите от продажба на квоти за емисии на парникови газове за новия регулаторен/ценови период е оценен на 2 410 873 хил. лв., като са взети предвид прогнозните нетни количества квоти за емисии на парникови газове, които Р България ще реализира на ЕЕХ и трендът на изменение на цените на квотите. Прогнозата е направена при прогнозираните цени от 85,50 евро/тон в начало на периода – 01.07.2023 г., плавно покачващи се и достигащи до 91,00 евро/тон в края на периода – 30.06.2024 г. Отчетени са рисковете от изтегляне на квоти през втората половина на 2023 г. и заявеното намерение на Европейската комисия да увеличи предлагането на квоти под резерва за стабилност на пазара (MSR), за да финансира плана REPowerEU, което ще окаже натиск върху цените.

Въз основа на прогнозата за следващия регулаторен/ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с производството на електрическа енергия, прогнозните приходи във Фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 586 719 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 предвид разпоредбата на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

## **2. Разходи на ФСЕС**

### **2.1. Разходи за предходни регулаторни периоди**

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на цени НЕК ЕАД посочва, че от началото на регулаторния период 01.07.2022 г. до 28.02.2023 г. крайните снабдители са закупили значително повече количество електрическа енергия от предвиденото от КЕВР в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. Източници за осигуряване на тази електрическа енергия са централите с дългосрочни договори „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, в резултат на което са направени съществени разходи, които не са били включени в



необходимите му приходи, а са финансирани от обществения доставчик. Завишеното потребление на крайните снабдители е било в период с високи цени на въглеродните емисии (достигащи 100 евро/тон), като средната цена, по която е закупувана електрическата енергия от централите, е в размер на 366 лв./MWh. НЕК ЕАД отбелязва, че приходът за тази електрическа енергия е само от цената на крайните снабдители (81,90 лв./MWh), което формира ликвиден дефицит от 54 млн. лв. в дружеството, в резултат на изпълнение на задълженията му като обществен доставчик.

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

Съгласно чл. 34, ал. 5 от ЗЕ Комисията, ръководейки се от принципите по чл. 23 и при отчитане на промените в конкурентните условия, преизчислява ежегодно максималния общ размер на компенсацията, свързана с невъзстановяемите разходи, и определя обема за възстановяване за съответния период. За допълнителните количества електрическа енергия от двете централи, които общественият доставчик е реализирал на регулирания пазар, е безспорно, че същият следва да бъде компенсиран, тъй като те са включени в микса по определената за тях прогнозна пазарна цена, която не е променяна до края на регулаторния период. Размерът на компенсацията, обаче, следва да се съобрази с обстоятелството, че е налице сериозно отклонение между прогнозната цена на квотите за въглеродни емисии и постигнатата средна такава за периода. В Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., при изчислението на компенсацията на обществения доставчик за реализираната електрическа енергия на регулирания пазар от централите със сключени СИЕ, е заложена прогнозна цена на квотите за въглеродни емисии от 91,00 евро/тон, докато постигнатата е в размер на 82,43 евро/тон. В тази връзка, посочените обстоятелства следва да бъдат взети предвид с оглед точното установяване на размера на невъзстановяемите за НЕК ЕАД разходи, както и за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В допълнение, неотчитането на тези обстоятелства ще доведе до двойно компенсиране на обществения доставчик, а именно: от една страна чрез претендираната компенсация от ФСЕС за допълнителни количества закупена електрическа енергия, а от друга – чрез реализирания надвзет приход от по-ниските цени на квотите за въглеродни емисии, спрямо предвидените в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., съответно до нарушаване на интересите на клиентите. В тази връзка, в т. IV.2.4. от мотивите на настоящото решение е установено, че общественият доставчик е реализирал надвзет приход в размер на 91 248 хил. лв. за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., като тази сума следва да се приспадне от стойността на компенсациите, които НЕК ЕАД следва да получи от ФСЕС за следващия ценови период.

По-горе в т. IV.2.6. от решението са изложени мотиви относно компенсация на обществения доставчик в размер на 19 558 хил. лв. във връзка с капиталова инвестиция на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, произтичаща от Споразумението за изменение на СИЕ от 07.03.2016 г.

По отношение на изпълнението на прогнозните приходи от продажба на квоти за въглеродни емисии за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., определени с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, с писмо с вх. № Е-04-64-5 от 16.05.2023 г. ФСЕС е предоставил отчетни данни за периода 01.07.2022 г. – 30.04.2023 г., както и прогноза за месеците май и юни 2023 г. Видно от тази информация, реализираните от Фонда приходи са със 178 727

хил. лв. по-малко спрямо предвидените в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. В резултат на натрупания недостиг ФСЕС твърди, че е в невъзможност да покрие одобрени разходи на обществения доставчик в размер на 106 000 хил. лв. В тази връзка в разходите на ФСЕС е добавена компенсация за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. в размер на 106 000 хил. лв.

По отношение на предявените за възстановяване от НЕК ЕАД разходи, които общественият доставчик е извършил до 2015 г., следва да бъде изготвен дългосрочен механизъм, чрез който тези некомпенсирани средства да бъдат възстановени на дружеството от ФСЕС през следващи регулаторни/ценови периоди при спазване на принципите, заложи в ЗЕ, сред които са: осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите (чл. 23, т. 4 от ЗЕ), както и осигуряване на балансирано изменение на цените за краен клиент, като се отчитат задълженията на обществения доставчик, на крайните снабдителите и на операторите на електропреносната и електроразпределителни мрежи, свързани с осъществяването на услуги от обществен интерес, със задълженията към обществото и с невъзстановяемите разходи (чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ). Такъв дългосрочен механизъм може да бъде изготвен само след допълнителен анализ и проверка за установяване на реалния размер на тези разходи, както и каква част от тях може да бъде класифицирана реално като тарифен дефицит. Предявените от обществения доставчик за компенсация от ФСЕС разходи за периоди след 2015 г. са разгледани и приети за неоснователни от КЕВР в относимите за съответния регулаторен период решения на Комисията.

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

Разходите за следващия регулаторен период, които Фондът следва да покрива от приходите си през периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., са следните:

2.2.1. Разходи за изплащане на премии на производители от възобновяеми източници в размер на 335 279 хил. лв.

		Средства за компенсирание, хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	-
2	ВяЕЦ	-
3	ФтЕЦ	279 012
4	Биомаса	56 267
5	<b>Общо ВИ</b>	<b>335 279</b>

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

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

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

2.2.3. Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в размер на 1 104 453 хил. лв., формирани съгласно данните в Решение Ц-12 от 30.06.2023 г.

2.2.4. Разходи на ФСЕС за компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ВЕКП) с инсталирана мощност под 500 kW в размер на 1 353 хил. лв., формирани съгласно данните в Решение Ц-12 от 30.06.2023 г. Разходите на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВЕКП под 500 kW, които следва да бъдат компенсирани от ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на електрическа енергия от производителите с преференциални цени, по-високи от прогнозната пазарна цена по раздел I, и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

2.2.5. Компенсация на обществения за изкупуване на електрическа енергия от производителите със сключени СИЕ в размер на 360 008 хил. лв.

2.2.6. Компенсация на обществения доставчик за дължима вноса по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ в размер на 115 069 хил. лв.

2.2.7. Компенсация на обществения доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители в размер на 15 134 хил. лв.

2.2.8. Компенсация на обществения доставчик във връзка със Заповед № Е-РД-16-295 от 01.06.2023 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., в размер на 133 035 хил. лв.

Със Заповед № Е-РД-16-295 от 01.06.2023 г. министърът на енергетиката на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ е определил на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. обща годишна квота в размер на 2 200 000 MWh за задължително изкупуване на електрическа енергия, произведена от местни първични източници на гориво, представляващи приблизително 4% от цялата първична енергия, необходима за производство на електрическа енергия, консумирана в страната през календарната 2022 г. По силата на чл. 93а, ал. 1, т. 3 от ЗЕ тази обща годишна квота следва да бъде изкупена от обществения доставчик, а според чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ разходите във връзка с тази заповед са разходи, произтичащи от наложено задължение към обществото. Съгласно чл. 70, ал. 1 във връзка с ал. 4 от ЗЕ министърът на енергетиката може да налага на енергийните предприятия допълнителни задължения за обслужване на обществото, като извършените от енергийните предприятия

допълнителни разходи се признават като разходи по чл. 35 от ЗЕ. С последната заповед се гарантира сигурността и непрекъснатостта на доставките на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар до края на регулаторния период. Предвид факта, че разходите във връзка със Заповед № Е-РД-16-295 от 01.06.2023 г. на министъра на енергетиката ще възникнат за обществения доставчик през ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., същите следва да бъдат остойностени по изчислените разходи за произведен 1 MWh в т. II.3. от мотивите на настоящото решение. В тази връзка НЕК ЕАД следва да получи от ФСЕС компенсация в размер на 133 035 хил. лв., която представлява разликата между разходите, остойностени по изчислените разходи за произведен 1 MWh в т. II.3., и тези по т. IV.5.

2.2.9. Разходи на ФСЕС по чл. 36б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ в размер на 10 000 хил. лв.

2.2.10. Компенсирани от ФСЕС разходи на обществения доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ в размер на 853 775 хил. лв.

2.2.11. Искане на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД за компенсиране на разходи в размер на 630 хил. лв. във връзка с изпълнение на индивидуална цел за енергийни спестявания съгласно Закона за енергийната ефективност. Искането на дружеството е неоснователно по аргументи, изложени по-долу по т. VIII.2.3.2., поради което претендираните разходи не следва да се включват при формирането на цената за задължения към обществото.

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

Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.		хил. лв.
<b>I.</b>	<b>Приходи</b>	<b>2 991 725</b>
1.	Приходи от вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ	580 852
2.	Приходи от квоти за въглеродни емисии по Закон за ограничаване изменението на климата – чл. 36д, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	2 410 873
<b>II.</b>	<b>Разходи</b>	<b>2 991 577</b>
<b>1.</b>	<b>Разходи за предходни регулаторни периоди</b>	<b>34 310</b>
1.2.	Надвзет приход от обществения доставчик за електрическата енергия от производителите със сключени СИЕ за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	-91 248
1.3.	Компенсация на обществения доставчик за претърпени разходи за капиталова инвестиция на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	19 558
1.4.	Компенсация на ФСЕС за натрупан недостиг през ценовия период от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г.	106 000
<b>2.</b>	<b>Разходи за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.</b>	<b>2 957 267</b>
2.1.	Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители от възобновяеми източници	335 279
2.2.	Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители от електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	1 104 453
2.3.	Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници	28 981
2.4.	Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	1 353
2.5.	Компенсация на обществения за изкупуване на електрическа енергия от производителите със сключени СИЕ	360 008
2.5.1.	„Ей и Ес -ЗС Марица Изток 1“ ЕООД	254 185
2.5.2.	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	105 823

Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.		хил. лв.
2.6.	Компенсация на общественя доставчик за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ	115 069
2.7.	Компенсация на общественя доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	15 314
2.8.	Компенсация на общественя доставчик във връзка със Заповед № Е-РД-16-295 от 01.06.2023 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	133 035
2.9.	Разходи на ФСЕС по чл. 36б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ	10 000
2.10.	Компенсирани от ФСЕС разходи на общественя доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	853 775

Видно от изложеното по-горе, приходите на ФСЕС напълно покриват разходите по чл. 36б, т. 1 и т. 2 от ЗЕ, които Фондът следва да извърши, които разходи от своя страна следва да формират цената за задължения към обществото. Поради това цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, следва да е 0,00 лв./MWh.

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

## VI. „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД

При утвърждаване на цените на електропреносното предприятие, получило лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията, по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ, извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка ЕСО ЕАД е подало заявление с вх. № Е-13-41-35 от 31.03.2023 г.

### 1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

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

–Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 1,06 лв./MWh, без ДДС;

–Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, в размер на 2,46 лв./MWh, без ДДС;

–Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, в размер на 4,89 лв./MWh, без ДДС;

–Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 22,64 лв./MWh, без ДДС.

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

Цени		Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г. (лв./MWh)	Изменение, %
1	Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	0,68	1,06	55,88%
2	Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	2,30	2,46	6,96%
3	Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	5,26	4,89	-7,03%
4	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	19,89	22,64	13,83%

### 1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

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

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

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 34 427 хил. лв.;

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

1) Разходите за работни заплати и свързаните с тях социални осигуровки и социални разходи са на база договорената средна брутна работна заплата и полагащите се доплащания за 2023 г. по Кодекса на труда;

2) Разходите за амортизации са определени на база реални активи и утвърдени амортизационни норми и при отчитане инвестиционната програма на дружеството за 2023 г., като се има и предвид, че ЕСО ЕАД активно участва в процесите по изграждане и внедряване на платформите, свързани с функционирането на единния пазар „Ден напред“ и единния пазар „В рамките на деня“, съгласно споразуменията SDAC и SDIC и наред с другите оператори отчита и значителни инвестиционни разходи в нематериални дълготрайни активи, които са с кратък срок на амортизация;

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

4) Разходите за ремонт, профилактика и поддръжка са на база разработени и утвърдени в дружеството програми по отношение на активи, свързани с управление на електроенергийната система (телемеханика, телекомуникации, SCADA и др.) за 2023 г., одобрени от Управителния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 71 от 20.12.2022 г. и от Надзорния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 71 от 21.12.2022 г.;

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

– разходи за ползването на услугите от Southeast Electricity Network Coordination Center („SEleNe CC“) със седалище в Солун – дружество за координиране на сигурността на електроенергийната мрежа в Югоизточна Европа, учредено от операторите на преносни системи на Р България, Р Гърция, Р Италия и Р Румъния в изпълнение на чл. 37 от Регламент 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 05 юни 2019 г. (Регламент 2019/943) относно вътрешния пазар на електроенергия, в размер на 920 хил. лв.;

– разходи, свързани с присъединяване на ЕСО ЕАД към единната платформа за разпределение на дългосрочни преносни права (JAO) в изпълнение на Регламент (ЕС) 2016/1719 на Комисията от 26 септември 2016 година за установяване на насока относно предварителното разпределяне на преносна способност и съгласно хармонизираните правила за разпределение на дългосрочни права (EU HAR), в размер на 1 032 хил. лв.;

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

– разходи, свързани със Споразумението за координирано осъществяване на функцията по единното свързване на пазарите в рамките на деня между операторите на преносни системи (ОПС) и номинираните оператори на пазара на електрическа енергия (НОПЕ) и Споразумението за сътрудничество между ОПС (TCID) и участието на ЕСО ЕАД, заедно с БНЕБ ЕАД, в процеса по интегриране на българска граница с общия европейски пазар в рамките на проекта XVID за времеви хоризонт „В рамките на деня“, в размер на общо 153 хил. лв.;

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

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

– разходи, произтичащи от сключеното по силата на Регламент 943/2019 Споразумение за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на електропреносните мрежи между европейските електроенергийни системни оператори, в размер на 28 500 хил. лв.;

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

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

1.1.5. Възвръщаемост – 778 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

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

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

1.2.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена и доставена за продажба на територията на страната – 40 979 000 MWh;

1.2.2. Условно-постоянни разходи – 31 626 хил. лв. Отделните елементи на условно-постоянните разходи са описани подробно в т. 1.1.2 на предложението за изменение на цената достъп за крайни клиенти;

1.2.3. Разходи за допълнителни услуги – 68 401 хил. лв., в т.ч. разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 3 621 хил. лв.; разходи

за автоматично вторично регулиране – 12 473 хил. лв. и разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 52 307 хил. лв.

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

- резерв за първично регулиране на честотата (FCR) – 45 MW;
- резерв за вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 155 MW;
- ръчно вторично регулиране (mFRR) – 100 MW от водноелектрически централи (ВЕЦ) за покриване на влиянието на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) и 650 MW\*h средногодишно. Дружеството посочва, че съгласно чл. 157, пар. 2, б. „г“ и „д“ от Регламент 2017/1485, размерът на този резерв трябва да е не по-малък от размера на най-голямата „еталонна“ авария (единична генерираща мощност, потребител или междусистемен електропровод в електроенергийната система). За случая на България това е генерираща мощност в АЕЦ „Козлодуй“ в размер на 1000 MW нето. В тази връзка в Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г. КЕВР е приела средствата за заплащане на разполагаемост за студен резерв в размер 650 MW\*h средногодишно да се трансформират в допълнително количество резерв за ръчно вторично регулиране;

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

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

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

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

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

1.3.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена и доставена за продажба на територията на страната – 3 630 000 MWh;

1.3.2. Условно-постоянни разходи – 2 801 хил. лв. Отделните елементи на условно-постоянните разходи са описани подробно в т. 1.1.2. на предложението за изменение на цената достъп за крайни клиенти;

1.3.3. Разходи за допълнителни услуги – 6 059 хил. лв., в т.ч. разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 321 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 1 105 хил. лв. и разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 4 633 хил. лв.

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

- резерв за първично регулиране на честотата (FCR) – 45 MW;



- резерв за вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 155 MW;
  - ръчно вторично регулиране (mFRR) – 100 MW от ВЕЦ за покриване на влиянието на производството на електрическа енергия от ВИ и 650 MW\*h средногодишно. Дружеството посочва, че съгласно чл. 157, пар. 2, б. „г“ и „д“ от Регламент 2017/1485, размерът на този резерв трябва да е не по-малък от размера на най-голямата „еталонна“ авария (единична генерираща мощност, потребител или междусистемен електропровод в електроенергийната система). За случая на България това е генерираща мощност в АЕЦ „Козлодуй“ в размер на 1000 MW нето. В тази връзка в Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г. КЕВР е приела средствата за заплащане на разполагаемост за студен резерв в размер 650 MW\*h средногодишно да се трансформират в допълнително количество резерв за ръчно вторично регулиране;
  - средна цена за разполагаемост 10 лв./MW\*h, на база на която е определен пределният размер на разходите в действащите цени за достъп;
- 1.3.4. Регулаторна база на активите в размер на 49 956 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;
- 1.3.5. Възвръщаемост – 63 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

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

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

#### **1.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа**

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

1.4.1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 33 330 000 MWh;

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

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

1) Разходите за работни заплати и свързаните с тях социални осигуровки и социални разходи са свързани с договорените средна брутна работна заплата и полагащите се доплащания по Кодекса на труда, съгласно действащия кодекс за социално осигуряване със синдикалните организации;

2) Разходите за амортизации са определени на база отчет на въведени в експлоатация към 31.12.2022 г. активи и утвърдени амортизационни норми.

3) Предвидените по-високи разходи за безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт за 2023 г., спрямо отчетените такива през 2022 г., са резултат от факта, че същите са обвързани с промяната на минималната работна заплата в страната и съгласно КТД;

4) Прогнозираните разходи за имуществена застраховка са разчетени на база сключена застрахователна полица, в сила от 01.01.2023 г. Съгласно чл. 3.8. от притежаваната лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“, ЕСО ЕАД сключва и поддържа застраховка съгласно действащото законодателство за покриване на рисковете по имуществото, определени с решение на Комисията и осигуряващи надеждно извършване на лицензионната дейност, като застрахователното покритие следва да осигурява необходимите финансови средства за подмяна на всеки елемент от електропреносната мрежа, повреден или унищожен в резултат на авария или при други обстоятелства, както и за заплащане на обезщетения за причинени щети на трети лица. Изпълнявайки проектите от общ европейски интерес и преизпълнявайки инвестиционната си програма над 100% в последните няколко години, ЕСО ЕАД отчита значителни по размер активи в процес на изграждане, които подлежат на застраховане, както и въвеждане в експлоатация на нови активи. През базисния период извършените разходи за инвестиционни дейности от ЕСО ЕАД са в размер на 177 709 хил. лв., а на инвестиционната програма – 169 561 хил. лв., които представляват 97% от разчета;

5) Разходите за ремонт и поддръжка са на база разработена и утвърдена в дружеството програма за ремонт и поддръжка на електропреносната мрежа за 2022 г., одобрени от Управителния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 71 от 20.12.2022 г. и от Надзорния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 71 от 21.12.2022 г.;

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

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

1.4.3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 412 238 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос – 40 259 740 MWh и остойностени по цена на електрическата енергия в размер на 421,07 лв./MWh, утвърдена с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.;

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

1.4.5. Регулаторна база на активите – 2 186 558 хил. лв., в т.ч. НОК в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания – 82 124 хил. лв.;

1.4.6. Възвръщаемост – 87 462 хил. лв.;

1.4.7. Норма на възвръщаемост – 4,00%;

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

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

## **2. Становище на ЕСО ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

С писмо с вх. № Е-13-41-55 от 01.06.2023 г. ЕСО ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

По отношение цената за пренос през електропреносната мрежа, дружеството изразява несъгласие с корекцията на част от условно-постоянните разходи до нивото на отчета за 2022 г., със следните мотиви:

– Социалните разходи за полагащите се доплащания по колективен трудов договор (КТД) са задължителни за дружеството, тъй като приетата годишна програма за изразходването на средствата за социално-битовото и културно обслужване на служителите в дружеството е неразделна част от КТД, а разходите са разчетени с необходимите за периода средства;

– Прогнозираните разходи за имуществена застраховка са разчетени на база реални активи към 31.12.2022 г., свързани с лицензионната дейност и съобразени с договора със застрахователя;

– Разходите за ремонт и поддръжка са на база разработена и утвърдена в дружеството програма за 2023 г., одобрена от Управителния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 71 от 20.12.2022 г. и от Надзорния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 71 от 21.12.2022 г. Изпълнението на планираната и утвърдена ремонтна програма в пълен обем гарантира сигурността и надеждността на електроенергийната система;

– Разходите за въоръжена и противопожарна охрана са съобразени с увеличението на минималната работна заплата за страната, считано от 01.01.2023 г. Действащите договори за извършване на охранителни услуги на обектите са обвързани с минималната работна заплата на брой охранител;

– Разходите за вода, отопление и осветление са предвидени въз основа на счетоводния отчет за 2022 г.

ЕСО ЕАД отбелязва, че възвръщаемостта, заедно с разходите за амортизации, следва да е на нивото на необходимите средства, които да обезпечат инвестиционната програма за регулаторния период. Посочва, че извършените през 2022 г. инвестиционни разходи са в размер на 169 561 хил. лв. (или 96,9% от утвърдената инвестиционна програма), към които следва да се добавят и други инвестиционни дейности, свързани с рехабилитация на електропреносната мрежа, в размер на 8 148 хил. лв. Според дружеството се запазва тенденцията за изпълнение на инвестиционната програма през последните години, в резултат на което счита, че за последните три финансови години ЕСО ЕАД има въведени в експлоатация нови активи, което води до по-висока стойност на регулаторната база на активите. Отчитайки горните факти, дружеството очаква КЕВР да определи ценова рамка, която да създаде условия за изпълнение на инвестициите, заложен в 10-годишния план за развитие на електропреносната мрежа, с което да се гарантира сигурно електроснабдяване в страната и задоволяване на търсенето на електрическа енергия.

Електропреносният оператор възразява също така и срещу извършената корекция по чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на (минус) -26 355 хил. лв., като счита, че същата следва да бъде намалена с 5 692 хил. лв., като се вземат предвид сключените дългосрочни договори на пазарен сегмент „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, действащи до 30.06.2023 г., както и отчетените данни към месец април 2023 г. включително, и прогноза за месец май и юни 2023 г., като постигнатата среднопретеглена цена е в размер на 377,81 лв./MWh.

В обобщение ЕСО ЕАД счита, че така предложеното намаление с 29,6% на цената за пренос през електропреносната мрежа, спрямо действащата цена, ще доведе до формиране на загуба за дейността.

По отношение на цената за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, цената за достъп до електропреносната мрежа за производители и цената за достъп за производители на електрическа енергия с динамично променяща се генерация от слънчева и вятърна енергия, ЕСО ЕАД възразява срещу извършената корекция в посока намаление на условно-постоянните разходи, както следва:

– Намалението на социалните разходи ЕСО ЕАД счита за неоснователно по причините, посочени по-горе относно корекциите на цената за пренос;

– Разходите за ремонт и поддръжка са на база разработени и утвърдени в дружеството програми по отношение на активи, свързани с управление на електроенергийната система (телемеханика, телекомуникации, SCADA и др.) за 2023 г., одобрени от УС на ЕСО ЕАД с Протокол № 71 от 20.12.2022 г. и от НС на ЕСО ЕАД с Протокол № 71 от 21.12.2022 г. Изпълнението на планираната и утвърдена ремонтна програма в пълен обем гарантира сигурността и надеждността на електроенергийната система. Дружеството обръща внимание, че не е спазен принципът, приложен при определянето на разходите за ремонт в цената за пренос, тъй като отчетените през базисната година разходи по това перо следва да бъдат индексирани с инфлационен индекс от 15,3% на основата на данни от НСИ за отчетената за 2022 г. инфлация. В конкретния случай, при отчет в размер на 1 785 хил. лв., коригираните признати разходи за ремонт, изчислени при прилагане на този инфлационен индекс, следва да бъдат в размер на 2 058 хил. лв.;

– По отношение разходите по ИТС споразумението, целящо компенсирание на загубите в мрежите, причинени от трансграничната търговия с електрическа енергия (внос и износ), операторът на електропреносната мрежа посочва, че Р България, чрез ЕСО ЕАД, през всичките години е била платец по това споразумение с вноски, зависещи от размера на изнесената електрическа енергия. Драматичното вдигане на цените на електрическата енергия в Европа от средата на миналата година е довело до най-големия износ от страната, реализиран някога, като за 2022 г. дружеството е реализирало разход в размер на 30 769 хил. лв., докато в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. КЕВР е одобрила едва 13 100 хил. лв. или с близо 60% по-малко от реалния отчетен разход по ИТС механизма. Последното води до невъзстановен за ЕСО ЕАД разход чрез тарифата в размер на 17 669 хил. лв. Поради горното операторът счита за необходимо Комисията да признае прогнозния разход в размер на 28 500 хил. лв., тъй като в сега действащата цена разходът, извършен от оператора в предходния отчетен период, остава непокрит в пълния си размер.

ЕСО ЕАД счита предложеното намаление с 1,3% на цената за достъп за производители, спрямо действащата цена, за необосновано, без да посочва конкретни мотиви.

По отношение на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация от слънчева и вятърна енергия, ЕСО ЕАД счита предложеното намаление в размер на 10,6% спрямо действащата цена за необосновано, тъй като дори не е отчетен непрекъснато покачващият се инфлационен индекс за страната. Очаква предложените корекции в условно-постоянните разходи да допринесат за генерирането на загуби за оператора, тъй като тези присъщи разходи ще бъдат покрити от ЕСО ЕАД, вместо от производителите, които в настоящата икономическа обстановка отчитат непрекъснато ръст на оперативната си печалба.

Комисията приема за неоснователни възраженията на дружеството по отношение на корекцията на условно-постоянните разходи, включени като ценообразуващ елемент в

цената за пренос на електрическа енергия. Приложимият спрямо ЕСО ЕАД метод за регулиране обвързва признатите разходи с отчетените такива през базисната година, съпоставени с утвърдените за предходния регулаторен период, като Комисията преценява икономическата обосновааност и целесъобразност на предложените стойности на разходите и отражението им по отношение на гарантирането на експлоатационната дейност на дружеството. В тази връзка корекциите са извършени до отчетените нива на съответната група разходи през базисната година. Допълнителните разходи, възникнали в резултат на преговори със синдикални организации и изменение на съществуващи договори, следва да се покриват от допълнителните приходи на дружеството, както и от оптимизации на разходи. Мотивите, че определена група разходи са завишени драстично на база разработена и утвърдена в дружеството програма, одобрена от управителния и надзорния съвет на ЕСО ЕАД, са несъстоятелни, тъй като това са вътрешни процеси за дружеството, към които регулаторът няма отношение, както и не следва да приема безусловно.

Относно разходите за вода, отопление и осветление мотиви са изложени по-долу в решението.

По отношение на твърдението, че възвръщаемостта, която заедно с разходите за амортизации следва да е на нивото на необходимите средства, които да обезпечат инвестиционната програма за регулаторния период, Комисията счита, че е необосновано операторът на електропреносната мрежа да реализира възвръщаемост върху активи, чиято стойност не е в резултат на извършени инвестиции, а на счетоводна преоценка, като в тази връзка ще се наруши принципът, регламентиран в чл. 23, т. 4 от ЗЕ, за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Планираните инвестиционни дейности следва да се обезпечат освен чрез утвърдените за регулаторния период разходи за амортизации и възвръщаемост на обща стойност 145 031 хил. лв., така също и със собствени средства и привлечен капитал.

Комисията приема за неоснователно възражението срещу извършената корекция по чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на (минус) -26 355 хил. лв., като счита, че същата не следва да бъде намалена с 5 692 хил. лв., както твърди дружеството, а следва да бъде допълнително увеличена с 4 351 хил. лв., като се вземат предвид сключените дългосрочни договори на пазарен сегмент „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, действащи до 30.06.2023 г., както и отчетните данни към месец май 2023 г. включително, и прогноза за месец юни 2023 г.

Неоснователни са и твърденията на ЕСО ЕАД по отношение на корекцията на условно-постоянните разходи, включени като ценообразуващ елемент в цените за достъп, предвид изложените по-горе мотиви. Неоснователни са и възраженията относно цената за достъп на производители и такива с динамично променяща се генерация, като са изложени бланкетни доводи, че дори не е отчетен непрекъснато покачващият се инфлационен индекс за страната.

Комисията приема за основателни твърденията по отношение разходите по ИТС споразумението, като тези разходи са отразени по-долу в решението.

### **3. Ценообразуващи елементи**

#### **3.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти**

Съгласно чл. 26, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от операторите на електроразпределителни мрежи, крайните клиенти и производители на електрическа енергия в режим на потребление, присъединени към електроенергийната система, освен в случаите по чл. 119, ал. 1, т. 2 и ал. 2 от ЗЕ, се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и

утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната или предоставената/договорената мощност за съответния регулаторен или ценови период.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 34 427 хил. лв. на 33 308 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт и поддръжка, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, командировки и обучение и квалификация, са запазени на ниво отчет през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 16 756 хил. лв.

<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти</b>				
<b>№</b>	<b>Позиция</b>	<b>Мярка</b>	<b>Предложени от дружеството</b>	<b>Коригирани стойности</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	34 427	33 308
2	Възвръщаемост	хил. лв.	778	758
3	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил. лв.	35 205	34 065
4	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MW*h	33 330 000	33 330 000
<b>5</b>	<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС</b>	<b>лв./MWh</b>	<b>1,06</b>	<b>1,02</b>

### **3.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители**

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

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 34 427 хил. лв. на 33 308 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт и поддръжка, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, командировки и обучение и квалификация, са запазени на ниво отчет през базисната година.

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

дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 16 756 хил. лв.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ Комисията следва да определи за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги по реда на чл. 105, ал. 2 от ЗЕ, а именно: закупуване на разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности въз основа на тръжна процедура. В тази връзка, поради липса на определени от министъра на енергетиката показатели за степен на надеждност на снабдяването с електрическа енергия за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., са взети предвид определените със Заповед № Е-РД-16-173 от 27.03.2019 г. на министъра на енергетиката, както и постигнатите нива на цените на провежданите търгове за закупуване на разполагаемост за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности през ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, е както следва:

<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители</b>			
<b>№</b>	<b>Позиция</b>	<b>Мярка</b>	<b>Коригирани стойности</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
1	Разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата	хил. лв.	3 942
2	Разходи за автоматично вторично регулиране	хил. лв.	13 578
3	Разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	56 940
4	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	33 308
5	Възвръщаемост	хил. лв.	758
6	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	108 525
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	44 609 000

Определената цена за достъп до електропреносната мрежа за производители не следва да се заплаща от такива с динамично променяща се генерация, защото съгласно чл. 29 от НРЦЕЕ тези производители заплащат отделна цена. С оглед осигуряване на равнопоставеност между отделните видове производители на електрическа енергия, необходимите приходи и съответно количествата общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ е целесъобразно да се намалят с дела на производителите от слънце и вятър, който обаче следва да бъде отразен в цената по т. 3.3.

<b>Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия</b>		
	Необходими приходи	Количества
ОБЩО	108 525	44 609 000
Производители с динамично променяща се генерация	8 831	3 630 000
Производители, с изключение на производителите с динамично променяща се генерация	99 694	40 979 000

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

<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители</b>				
<b>№</b>	<b>Позиция</b>	<b>Мярка</b>	<b>Предложени от дружеството</b>	<b>Коригирани стойности</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
1	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	100 741	99 694
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	40 979 000	40 979 000
3	Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	2,46	2,43

### **3.3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия**

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

По силата на чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежи цената за достъп до електропреносната мрежа. Съгласно т. 15 от § 1 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ „достъп“ е правото на ползване на преносната и/или разпределителната мрежи за пренос на електрическа енергия срещу заплащане на цена. Ползватели на мрежите по смисъла на т. 41а от същата разпоредба са както потребителите, така и производителите на електрическа енергия, в това число и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници, ползващи преференциални цени, с оглед на което те също дължат цена за достъп до мрежата.

По силата на чл. 104 от ЗЕ ползвателите на съответната мрежа уреждат чрез сделка взаимоотношенията си с електропреносното и/или електроразпределителното предприятие за ползване на мрежите и за преноса на количествата електрическа енергия, постъпили в мрежата или потребени от мрежата.

Съгласно разпоредбата на чл. 84, ал. 2 от ЗЕ производителите на електрическа енергия са длъжни да сключат договори за достъп с оператора на електропреносната мрежа, в които се уреждат правата и задълженията на страните във връзка с диспечирането и предоставянето на допълнителни услуги, които договори са условие за изпълнение на договорите за продажба на електрическа енергия. Доколкото договорът обхваща условията по диспечирането, а от друга страна разходите за него се покриват от цената за достъп, то последната представлява едно от условията на договора за достъп.

Съгласно чл. 12 от Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ), предмет на договорите за достъп е предоставянето на услугата достъп до електропреносната мрежа и на системни услуги. Редът, условията и съотношението в



заплащането на цените на тези услуги се определят с ПТЕЕ. По аргумент от чл. 12 от ПТЕЕ във връзка с понятието за системни услуги съгласно т. 53а от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, цената за достъп до електропреносната мрежа отразява и разходите, които се предизвикват във връзка с управление на ЕЕС и се отнасят към дейността по цялостно управление и администриране, т.е. и от дейността на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници.

Предвид гореизложеното, на оператора на електропреносната мрежа следва да бъде утвърдена цена за достъп за производители на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, при спазване на принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, включително и на принципа за справедливо прехвърляне на разходите за системни услуги, в т.ч. допълнителни и спомагателни услуги, и за технологични разходи, върху ползвателите на електропреносната мрежа и при отчитане на дела и характера на производството на електрическа енергия от тези източници, предизвикващи непринудени случайни отклонения и смущения в електроенергийната система, за чието балансиране отговаря операторът на електропреносната мрежа.

Съгласно § 1, т. 2 от Допълнителната разпоредба на НРЦЕЕ „динамично променяща се генерация“ е производство на електрическа енергия, което е трудно предвидимо в деня преди доставката поради неконтролируемо и динамично променящ се първичен енергиен източник. В тази хипотеза попадат възобновяемите източници – производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия.

За постигане баланса на електроенергийната система, ЕСО ЕАД наблюдава и управлява във всеки един момент от време непринудените случайни отклонения, в т.ч. вследствие на аварии и на колебания в електрическия товар, производствените мощности и междусистемните обмени. Производството на електрическа енергия от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, за разлика от производството на електрическа енергия от водноелектрически централи и от централи, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, е с непостоянен характер, тъй като е силно зависимо от променливите метеорологични условия и води до увеличаване на разходите за разполагаемост за допълнителни услуги, за пълноценно участие за регулиране на електрическите централи, за спирания и пускания, както и на тези за резерв за допълнителни услуги. Случайното изменение на параметрите на първичните енергийни източници (слънце и вятър) води до големи отклонения в отдаваната от тях мощност, което без закупуване на допълнителен резерв създава невъзможност за оператора за осигуряване на часовия и денонощния оперативен резерв (в мощностен и скоростен план), необходим за изпълнение на качествените показатели, предвидени в националната нормативна уредба и изискванията на ENTSO-E.

В цените за достъп на ЕСО ЕАД за крайни клиенти и за производители не са включени разходи за допълнителен резерв за балансиране на инсталираните мощности с динамично променяща се генерация. Размерът на тези разходи е определен въз основа на анализ на необходимостта от допълнителни резервни мощности, които да балансират динамично променящата се генерация от производители на електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия, изчислени на базата на:

- увеличение на диапазона за вторично регулиране на фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с 9,5 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност;
- увеличение на диапазона за вторично регулиране на вятърни електрически централи (ВяЕЦ) със 7,8 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност.

При изчислението на необходимия резерв за увеличение на диапазона за регулиране е взето предвид, че предизвикваните непринудени, случайни отклонения и смущения в ЕЕС от ФЕЦ и ВяЕЦ много често са кумулативни, т.е. могат да се компенсират взаимно, което води до по-малки отклонения. В тази връзка може да се

приеме за икономически обосновано в цената за достъп до електропреносната мрежа, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, да бъдат включени разходи в размер на 8 760 хил. лв., отразяващи средно 100 MW допълнителен резерв, остойностен по 10,00 лв./MW\*h.

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

В РБА е включен единствено необходимият оборотен капитал, който според чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ е изчислен в размер на 1/8 от утвърдените парични разходи.

Ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, са представени в следващата таблица:

<b>Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация</b>				
<b>№</b>	<b>Позиция</b>	<b>Мярка</b>	<b>Предложени от дружеството</b>	<b>Коригирани стойности</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	8 760	8 760
2	Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп на производители.	хил. лв.	8 861	8 831
3	Възвръщаемост	хил. лв.	129	66
4	Необходими приходи	хил. лв.	17 750	17 657
5	Прогнозни количества	MWh	3 630 000	3 630 000
<b>6</b>	<b>Цена за достъп</b>	<b>лв./MWh</b>	<b>4,89</b>	<b>4,86</b>

### 3.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 325 054 хил. лв. на 307 878 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, въоръжена и противопожарна охрана, охрана на труда, командировки, обучение и квалификация, делегации, както и данъци, удържани при източника съгласно ЗКПО, са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за ремонт са коригирани от 29 238 хил. лв. на 24 370 хил. лв., представляващи отчетените през базисната година разходи по това перо, индексирани с инфлационен индекс от 15,3% на основата на данни от Националния статистически институт за отчетената за 2022 г. инфлация. Разходите за вода, отопление и осветление са коригирани до отчета за 2021 г. предвид очакваното намаление на цената на електрическата енергия на свободния пазар до нивата, наблюдавани през тази година. Разходите за представителни цели, както и тези за такси към БНЕБ ЕАД, са извадени от структурата на разходите.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, необходимият оборотен капитал е преизчислен съгласно чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ на 53 170 хил. лв. или 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната

дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

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

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

Предложеният от дружеството надвезет приход по чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на 6 732 хил. лв. е преизчислен на 30 706 хил. лв., като са взети предвид отчетните данни за количествата технологичен разход и цените на електрическата енергия за периода 01.07.2022 г – 31.12.2022 г., компенсациите по програма/решение на Министерския съвет за компенсация на разходите на мрежовите оператори за покупка на електрическа енергия за технологични разходи, получени за периода 01.07.2022 г. – 31.12.2022 г., в размер на 49 728 хил. лв., сключените от дружеството дългосрочни договори на платформата на БНЕБ ЕАД и прогнозна цена за второ тримесечие на пазара „Ден напред“ в размер на 185,26 лв./MWh. В резултат на гореописаните показатели среднопредетеглената пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период, е изчислена в размер 367,01 лв./MWh, като при прилагане на формулата съгласно чл. 27а от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи по чл. 27 от НРЦЕЕ следва да се коригират с (минус) -30 706 хил. лв.

Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за пренос през електропреносната мрежа, е както следва:

<b>Цена за пренос през електропреносната мрежа</b>				
<b>№</b>	<b>Позиция</b>	<b>Мярка</b>	<b>Предложени от дружеството</b>	<b>Коригирани стойности</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	325 054	307 878
2	Възвръщаемост	хил. лв.	87 462	64 728
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	412 237	228 492
4	Корекция по чл. 27а от НРЦЕЕ	хил. лв.	-6 732	-30 706
6	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-15 000	-15 000
7	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-48 329	-48 329
8	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	754 694	507 063
9	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	33 330 000	33 330 000
<b>10</b>	<b>Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС</b>	<b>лв./MWh</b>	<b>22,64</b>	<b>15,21</b>

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

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 1,02 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 34 065 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 330 000 MWh.

2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично

променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 2,43 лв./MWh, без ДДС, която се дължи от производители на електрическа енергия, с изключение на тези от слънчева и вятърна енергия, при необходимими годишни приходи 99 694 хил. лв. и количества електрическа енергия 40 979 000 MWh.

3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 4,86 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 17 657 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 3 630 000 MWh. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

4. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 15,21 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 507 063 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 330 000 MWh.

## **VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА**

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, с вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД и с вх. № Е-13-273-71 от 31.03.2023 г. от „Електроразпределение Север“ АД, „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, в качеството си на оператор на електроразпределителна мрежа, не е подало заявление за утвърждаване на цени. По силата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, в случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 41 и 45 от същата, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови, респективно регулаторен период, въз основа на данните, с които разполага. От „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД е постъпило писмо с вх. № Е-13-09-12 от 18.04.2023 г., с което е предоставена прогнозна информация за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. за количеството електрическа енергия за разпределение през електроразпределителната мрежа на дружеството, в т.ч. енергията, необходима за покриване на технологичните разходи, прогнозното потребление на клиентите на крайния снабдител, прогнозното потребление на клиентите, избрали друг доставчик, както и прогнозните количества електрическа енергия за обмен със съседни електроразпределителни дружества.

### **1. Единен подход при определяне на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества**

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

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

Съгласно чл. 10 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ включват признатите от Комисията

икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала, изчислени по следната формула:

$$НП = P + (РБА * НВ),$$

където:

*НП* – необходими годишни приходи;

*P* – годишните разходи за дейността по лицензията;

*РБА* – признатата от Комисията регулаторна база на активите;

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

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 3 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията може да измени утвърдените цени и необходими годишни приходи в края на всяка ценова година в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи, респективно цени, могат да се коригират с инфлационен индекс за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт (НСИ), съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации), с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнение на определените от Комисията целеви показатели и разлика между прогнозните и реализираните инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка. Необходимите годишни приходи, респективно цените, се коригират с разлики в разходите за прогнозни и отчетени количества електрическа енергия – чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ. Необходимите годишни приходи се изменят при условията по чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ във връзка с промени в цената на електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по разпределението, цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, както и цената за задължения към обществото.

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

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

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

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

–Разходите за амортизации;

–Разходите за балансиране;

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

–Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Според чл. 3, ал. 2, т. 2, пр. 2 от НРЦЕЕ при метода за ценово регулиране „горна граница на приходи“ Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийните предприятия за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка според чл. 38, ал. 4 и ал. 7 от НРЦЕЕ при този метод за ценово регулиране КЕВР може да извършва годишни корекции с инфлационен индекс за предходен период, с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението, с разлика между прогнозни и отчетени инвестиции и с фактора Z.

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

Извършена е корекция върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) с инфлационен индекс в размер на 15,3% за предходен период на основата на данни от НСИ относно индекса на потребителските цени за 2022 г. Във връзка с корекцията на оперативните разходи с коефициент за подобряване на ефективността, следва да се има предвид, че в началото на регулаторния период Комисията е включила тези разходи на база отчет през базисната година, а не в размера, заявен от дружествата.

### **1.2. Корекция с показатели за качество**

Не е извършвана корекция с показатели въз основа на изпълнението, тъй като въз основа на представените от електроразпределителните дружества данни за показателите за качество на енергията и показателите за качество на обслужването по отношение лицензионната територия в нейната цялост не се установяват отклонения от целевите стойности, които могат да бъдат приети за допустими.

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

На основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ е извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за втората година от шестия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през 2022 г., представени в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени.

### **1.4. Корекция с фактора Z**

След анализ на отчетната и прогнозна информация, представена в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени, на основание чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

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

### **2.1. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ ЕАД**

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

–цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01653 лв./kWh,

–цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,06759 лв./kWh,

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

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

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

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

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД уточнява, че предложените в заявлението цени са изчислени въз основа на утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 446,78 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 20,57 лв./MWh и отчетените разходи за балансиране за 2022 г. в размер на 5,09 лв./MWh. Дружеството е посочило, че в случай, че КЕВР утвърди различна от действащата покупна цена на електрическата енергия за покриване на технологични разходи, предложените в заявлението за утвърждаване цени следва да бъдат изменени пропорционално.

### **2.1.1. Предоставена от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД прогнозна информация:**

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

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

Закона за обществените поръчки (ЗОП), съгласно дадената възможност в чл. 116, ал. 1, т. 3 от ЗОП.

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

–Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 356 821 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7,5%, утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия в размер на 446,78 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 20,57 лв./MWh и отчетените разходи за балансиране за 2022 г. в размер на 5,09 лв./MWh. Дружеството посочва, че утвърдената цена за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh е определена от КЕВР с Решение № Ц-19 от 01.07.2016 г., докато към настоящия момент от една страна електроразпределителните дружества закупуват необходимите им количества електрическа енергия от свободния пазар, а от друга пределната цена за балансиране е обвързана с цената на свободния пазар на пазарен сегмент „Ден напред“, което води до увеличаване на разходите за балансиране. Дружеството посочва също, че при наблюдавания ръст на пазарната цена, количествата електрическа енергия, участващи в балансирането, оказват минимално влияние върху разходите за балансиране. Отбелязва, че към момента все още не може да се оцени какво влияние ще окаже на дружеството въвеждането на 15-минутния интервал на сетълмент и прилагането на новата методика по чл. 105, ал. 13 от ПТЭЕ, като очаква разходите за балансиране да останат на нивото на отчетените за 2022 г.

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

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

–Прогнозни количества електрическа енергия – 9 315 039 MWh;

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

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

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

### **2.1.2. Становище на „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

С писмо с вх. № Е-13-62-138 от 01.06.2023 г. „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД счита определената прогнозна цена за групата на операторите на електроразпределителни мрежи за занижена, тъй като не отразява факта, че дружеството закупува 56% от общата енергия за покриване на технологичния разход в пиковите часове, както и че 65% от енергията се закупува през



първо и четвърто тримесечие, през които месеци цените са най-високи. Доказателство за това е и направената симулация от КЕВР при изчисляването на груповия коефициент по чл. 37б, ал. 1 и ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ в размер на 0,99430, отразяващ отклонението между постигнатата среднопредтеглена цена на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година за групата на операторите на електроразпределителни мрежи и средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година, т.е. постигнатата цена е по-ниска от средната цена за базов товар. Според дружеството с така определен коефициент Комисията санкционира дружеството за постигнатите по-добри резултати, тъй като от една страна „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД не може да влияе върху постигнатите по-високи цени на свободни пазар, а от друга – дружеството се стреми да подобрява своите прогнози, което се вижда както от оферирания борсови цени, с които участва на борсовите сесии, така и от постигнатия технологичен разход за 2022 г., който е по-нисък в сравнение с отчетения такъв за 2021 г. В тази връзка намира, че КЕВР трябва да определи прогнозна пазарна цена, която да отразява актуалните ценови нива за базов товар и за пикова енергия, като такъв подход ще е съобразен със структурата на покупките на електроразпределителните дружества. Посочва, че подобни дългосрочни продукти липсват на платформата на БНЕБ ЕАД, но са налични на ЕЕХ. Подчертава, че определянето на по-ниска цена за базов продукт ще доведе до натрупване на финансов дефицит при операторите на електроразпределителни мрежи за покриване на разликите между прогнозните и реално постигнатите пазарни цени. С оглед на горното поддържа искането си Комисията да определи прогнозна пазарна цена в размер на 299,15 лв./MWh.

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД счита заявеното увеличение на оперативните разходи в рамките на отчетената инфлация от 16,9% за 2022 г. за изцяло икономически обосновано и отразяващо аргументирано предвиденото увеличение на възнаграденията на служителите и очакваните допълнителни разходи за материали и поддръжка на мрежата вследствие на увеличените цени от доставчици и изпълнители на поръчки по реда на Закона за обществените поръчки. Посочва, че дружеството не е получило инфлационна индексация за първата година на шестия регулаторен период, което води до частично изоставане на одобрените оперативни разходи спрямо реалните, поради което е използвало годишната инфлация за периода 12.2022 г. спрямо 12.2021 г. Отбелязва, че ценовият период започва от средата на годината, т.е. от 01.07. на съответната календарна година. През първите шест месеца на 2023 г. цените отразяват приложената средногодишна инфлация в размер на 3,3% съгласно Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., а достигнатата средногодишна инфлация за 2022 г. е 15,9%, поради което индексираният на одобрените оперативни разходи с инфлация за предходен период също води до изоставане. Тъй като индексираният оперативни разходи са приложими за предстоящата ценова година, докато отчетеното нарастване на цените чрез инфлацията е относимо за предходен период на годишна база, това изоставане във възстановяването на разходите остава за сметка на дружеството. Подчертава, че с този подход не се възстановяват икономически обосноваваните разходи за дейността съгласно основните принципи, заложи в ЗЕ. На база гореизложеното поддържа изцяло предложението си в подаденото заявление корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 1 от НРЦЕЕ да бъде с инфлационен индекс в размер на 16,9%, което е измерител на годишната инфлация за 2022 г. съгласно методологията за индекса на потребителските цени на НСИ.

Мрежовият оператор посочва, че в текста на чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ императивно е регламентирана формулата, по която се изчислява корекцията с фактора  $Z$  при прилагане на метода „горна граница на приходи“. Съгласно дадените определения в чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ, формулата не включва изплатените на основание решения на Министерски съвет компенсации, т.е. получените компенсации не са предвидени нито като елемент, нито като част от съдържанието на някой от елементите на формулата. Счита, че по същество компенсацията представлява събитие с извънреден характер и няма как да бъде включена във формулата за изчисляване на фактора  $Z$ . Горното твърдение е

потвърдено и от КЕВР на стр. 54 от доклада, където Комисията е достигнала до извода, че във формулата „липсва елемент, който да отразява приспадане на получените компенсации, изплатени на основание решения на Министерски съвет“. Според дружеството този извод противоречи на следващото твърдение в доклада на стр. 54, където Комисията излага довода, без да има нормативно основание за това, че „компенсации могат да се отразят единствено при калкулацията на елемента Цтр.1“. Намира, че КЕВР е приложила подход за изчисление, който противоречи на разпоредбата на чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ, определяща начина за изчисление на „Цтр.1“ и съответно по този начин незаконосъобразно е извършила изчисленията по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, доколкото във формулата липсва елемент, който да отразява предоставени компенсации по решения на Министерски съвет. Според оператора заключението на КЕВР, че „Цтр.1“ е „функция на закупените количества електрическа енергия и реалните разходи за тези количества, които представляват разликата от заплатената на БНЕБ ЕАД стойност на закупената електрическа енергия и получените компенсации за нея“, противоречи на определението, дадено за „Цтр.1“ в чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, съгласно което „Цтр.1 е цена, изчислена по реда на ал. 8, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи“, т.е. елементът „Цтр.1“ отразява цената, по която са направени разходи за закупуването на електрическа енергия на БНЕБ ЕАД за покриване на технологичните разходи и не отразява получени компенсации, които като извънредно обстоятелство представляват получен приход, с който се компенсират реално извършените по-високи разходи за покупка на електрическа енергия, в резултат на високите цени на енергията. Акцентира, че разходите за енергия са един от основните елементи, участващи в определянето на необходимите приходи на електроразпределителните дружества и всяка тяхна корекция следва да се отразява в необходимите приходи, т.е. компенсациите следва да бъдат отразени като корекция при определяне на необходимите приходи на дружеството, а не да бъдат включени във формулата за фактор  $Z$ . Посочва, че при правилно прилагане на формулата от НРЦЕЕ, корекцията с фактор  $Z$  следва да отрази разликата между реално постигната от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД пазарна цена от 471,13 лв./MWh и утвърдената от КЕВР прогнозна пазарна цена от 446,78 лв./MWh. В противоречие с горния извод, КЕВР е изчислила корекцията по цена, отразяваща разликата между „постигната пазарна цена след компенсации“ в размер на 354,17 лв./MWh и утвърдената прогнозна пазарна цена от 446,78 лв./MWh. Излага и допълнителен аргумент, че методът за регулиране „горна граница на приходи“ и формулата по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ предполагат разликата между утвърдения технологичен разход за регулаторния период и реално отчетения да остава като стимул за електроразпределителното дружество, като с приложения от КЕВР подход за изчисление на „Цтр.1“ на дружеството се отнема част от стимула за постигане на процент за технологичен разход, по-малък от определения от КЕВР – 7,5%.

Отбелязва също, че в таблицата на стр. 53 от приетия от КЕВР доклад не става ясно как е определено количеството електрическа енергия, закупено от платформите на БНЕБ ЕАД, в размер на 624 245 MWh, както и как са изчислени разходите за тези количества, тъй като е посочена само цена за второ тримесечие 2023 г. в размер на 225,18 лв./MWh, а за месец март 2023 г. няма такава.

Въз основа на изложените факти и обстоятелства „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД счита, че при утвърждаване на цените КЕВР неправилно е приложила нормите на НРЦЕЕ, което нарушава принципите, заложи в ЗЕ – чл. 23, т. 4, т. 6, т. 11 и т. 14, както и чл. 24, ал. 1, т. 3, и води до неправилно изчисляване на корекцията с фактор  $Z$  от (минус) -50 744 хил. лв.

Комисията счита направените от дружеството възражения за неоснователни.

По отношение възражението на мрежовия оператор срещу размера на определената прогнозна пазарна цена за групата на операторите на електроразпределителни мрежи следва да се има предвид, че същата се определя като произведение от определената прогнозна пазарна цена за базов товар по чл. 37а от НРЦЕЕ и груповия коефициент по чл. 37б, ал. 1 от НРЦЕЕ. Прогнозната пазарна цена за базов товар за предстоящия ценови

период е определена въз основа на извършен подробен анализ в мотивите на настоящото решение по т. I на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси, като са използвани актуални стойности на фючърсите на ЕЕХ и HUEDX към 19.06.2023 г. Груповият коефициент е определен съгласно изискванията на чл. 376, ал. 1 от НРЦЕЕ и отразява както специфичния профил на производство, респ. потребление на всяка от групите, така и действителните приходи/разходи на съответната група, и в този смисъл изложените мотиви на дружеството, че цената не отразява коректно какъв процент от общата енергия за покриване на технологичния разход се закупува в пиковите часове, респ. каква част от енергията се закупува през отделните месеци/сезони, се явяват несъстоятелни. В допълнение, тъй като обективно не е възможно прогнозните разходи за закупуване на електрическа енергия за технологични разходи да съвпадат изцяло с реалните разходи, отчетени в края на ценовия период, е предвидена и корекцията с фактор Z.

По отношение корекцията с инфлационен индекс по чл. 38, ал. 4, т. 1 от НРЦЕЕ, „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД некоректно интерпретира информация, публикувана на интернет страницата на НСИ. Дружеството неправилно е индексирало експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ с индекса на потребителските цени за декември 2022 г. спрямо декември 2021 г. в размер на 16,9%. Този индекс, по своята същност, представлява цената на кошницата в даден месец в сравнение с цената ѝ през същия месец на предходната година и би бил относим към разходите на дружеството само, ако всички разходи за годината се извършват през месец декември. В приложеното към заявлението на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД писмо от НСИ ясно е посочено, че средногодишната инфлация за 2022 г. е в размер на 15,3%. Тази инфлация съвпада и със средногодишния индекс на потребителските цени за декември 2022 г., който отразява средногодишната инфлация и следва да се приложи предвид обстоятелството, че относимите разходи се извършват поетапно през цялата година.

Дружеството излага бланкетни доводи, че с този подход не се възстановяват икономически обосноващите разходи за дейността съгласно основните принципи, заложили в ЗЕ, но по никакъв начин не доказва икономическата обосноваемост на разходите си. Твърди, че изоставането в индексирането на разходите е изцяло за сметка на дружеството, но не представя доказателства за опит за оптимизация на тези разходи. Следва да се отбележи, че за периода, през който ще се прилагат цените на мрежовия оператор, прогнозите са за значително по-ниска инфлация спрямо използваната за предходната година в размер на 15,3%.

С оглед прозрачност и прогнозируемост, регулаторът следва да прилага подход, при който за всеки ценови период по време на регулаторния период индексира оперативните разходи на дружествата с инфлационния индекс за предходната календарна година предвид обстоятелството, че за първата ценова година от шестия регулаторен период са утвърдени оперативни разходи, съответстващи на отчетените през базисната година.

Комисията приема възражението по отношение на корекцията по чл. 38, ал. 7 за неоснователно. Корекцията с фактора Z се изчислява чрез заместване във формулата, регламентирана в чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, а именно:

$$Z_t = \left( P_{утв.} - E_{прог.} * \frac{TP_{одоб. \%}}{1 - TP_{одоб. \%}} * Ц_{тр.} \right)_{t-1} - \left( P_{отч.} - E_{отч.} * \frac{TP_{одоб. \%}}{1 - TP_{одоб. \%}} * Ц_{тр1.} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

Предлаганият от дружеството подход за изчисление напълно противоречи на горната формула, тъй като в нея липсва елемент, който да отразява приспадане на получените компенсации, изплатени на основание решения на Министерския съвет. Тези компенсации могат да се отразят единствено при калкулацията на елемента  $C_{тр1}$  по начина, по който е направено по-долу, т.е. постигнатата цена е функция на закупените количества електрическа енергия и реалните разходи за тези количества, които

представляват разликата от заплатената на БНЕБ ЕАД стойност на закупената електрическа енергия и получените компенсации за нея. По този начин дружеството получава реалния стимул от постигнатото намаление на технологичния си разход.

Неоснователни са твърденията на дружеството, че КЕВР е приложила подход за изчисление, който противоречи на разпоредбата на чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ, определяща начина за изчисление на Цтр1 и съответно по този начин незаконосъобразно е извършила изчисленията по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, доколкото във формулата липсва елемент, който да отразява предоставени компенсации по решения на Министерския съвет. В чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ е регламентирано, че Цп е постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическата енергия за покриване на технологичните разходи. В НРЦЕЕ не е регламентирано изрично, как точно се изчислява постигнатата среднопретеглена пазарна цена. Елементарната икономическа логика предполага, че цената представлява отношение между направените разходи и количеството от съответната стока, а когато част от тези разходи са субсидирани (в конкретния случай по програми на Министерския съвет), реалните разходи следва да се намалят с получените субсидии. Неправилен е изводът на дружеството, че елементът на Цтр1 отразява цената, по която са направени разходи за закупуването на електрическа енергия на БНЕБ ЕАД за покриване на технологичните разходи и не отразява получени компенсации. Подобна изрична разпоредба липсва в НРЦЕЕ. Дружеството излага твърдения, че получените компенсации не намалявали цената, а били приход, който следвало да бъде изваден от необходимите приходи, което е незаконосъобразен подход предвид изричната разпоредба на чл. 3, ал. 2 от НРЦЕЕ, съгласно която Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от тази наредба, която предвижда единствено корекция с инфлационен индекс за предходен период и с коефициент за подобряване на ефективността, корекция с показатели за качество, корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период и корекция с фактора Z. Намаляването на разходите на електроразпределителните дружества за закупуването на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи с получени компенсации по програми на Министерския съвет не следва да се разглежда като отделен приход, предвид обстоятелството, че представлява аналогична ситуация на периодите, в които дружеството е закупило електрическа енергия от БНЕБ ЕАД на отрицателна цена, съответно е получило приход за потребената електрическа енергия, с който приход се намаляват извършените разходи при изчисление на постигнатата среднопретеглена стойност на цената.

Предлаганият от дружеството подход за изчисление на корекцията с фактора Z напълно противоречи на формулата по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, тъй като в нея липсва елемент, който да отразява приспадане на получените компенсации, изплатени на основание решения на Министерския съвет. Тези компенсации могат да се отразят единствено при калкулацията на елемента Цтр1 по начина, по който е направено по-горе, т.е. постигнатата цена е функция на закупените количества електрическа енергия и реалните разходи за тези количества, които представляват разликата от заплатената на БНЕБ ЕАД стойност на закупената електрическа енергия и получените компенсации за нея. По този начин дружеството получава реалния стимул от постигнатото намаление на технологичния си разход, докато при прилагане на подхода, използван в заявлението с вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г., „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД цели да оцети потребителите на електрическа енергия с над 52 млн. лв., срещу които не са направени никакви разходи и могат да се квалифицират като безвъзмездни средства или допълнителна печалба. Горният подход води до нарушаване на интересите на

потребителите и противоречи на чл. 31 от ЗЕ. Освен гореизложеното следва да се има предвид, че искането на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД противоречи и на целите на програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и на електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи на Министерския съвет, а именно: *„Съгласно нея ще се гарантира финансова стабилност на операторите, необходима за осъществяване на дейностите им, осигуряващи нормалното и надеждно функциониране на електроенергийната система на страната. От друга страна, чрез компенсиране на разходите на операторите за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. и съответно намаляване на финансовия дефицит, който следва да бъде компенсиран със следващо ценово решение на КЕВР, ще се ограничи необходимостта от съществено повишаване на цените на мрежовите услуги за всички крайни потребители, в т.ч. и битовите“*, както и *„Мярката за компенсиране е в унисон със Съобщението на Европейската комисия от 13 октомври 2021 г. „Справяне с нарастващите цени на енергията: набор от инструменти за действие и подкрепа относно цените на енергията“ и от 8 март 2022 г. „REPowerEU: Съвместни европейски действия за по-достъпна, сигурна и устойчива енергия“ и очертаните мерки в подкрепа на потребителите за справяне с растящите цени“*. Цялостната концепция на програмата на Министерския съвет предполага намаляването на финансовата тежест върху потребителите, а не осигуряване допълнителна печалба на електроразпределителните дружества. Именно тези обстоятелства са отчетени от КЕВР при изчисляване на фактора Z, като Комисията се е съобразила както със специалните принципи по чл. 23, т. 4 и чл. 31, т. 2 от ЗЕ, според които при изпълнение на регулаторните си правомощия Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, съответно цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обосноваваните разходи за дейността им, така и с общия принцип, че е недопустимо да се заплаща два пъти за едно и също нещо. Приложеният от Комисията подход гарантира спазването на интересите на крайните клиенти и е в съответствие с метода за ценово регулиране, тъй като от една страна не допуска реализирането на допълнителна възвръщаемост на мрежовия оператор в резултат от случайни събития в ущърб на ползвателите на мрежата, надхвърляща тази, която му е предоставена в началото на регулаторния период под формата на стимул чрез признат, непроменяем процент на технологичния разход, но от друга запазва този стимул в първоначално определените му рамки.

### **2.1.3. Ценообразуващи елементи**

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, както и на допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2022 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

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

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

прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

–Разходите за амортизации;

–Разходите за балансиране;

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

–Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;

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

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 42 584 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

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

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 20 583 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2022 г., в размер на 294 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по-долу:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		2021 г.	2022 г.	2023 г.
		(И1)	(И2)	(И3)
		отчет	отчет	план
1	Инвестиции – общо	100 075	93 916	83 429
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	25 255	21 505	15 000
3	Нетна амортизация, Ап	7 883	7 352	6 533
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	66 937	65 059	61 897
5	Среден номинален размер на инвестициите	98 626		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	105 460		

7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3	11 334
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	11 170
9	Приложена корекция в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.	-751
10	<b>Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период <math>(p.5-p.6)*5,74\%*2 + (p.7-p.8)*2 - p.9</math></b>	<b>294</b>

В съответствие с т. 1.4. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -60 095 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

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

*Потч.* – отчетени приходи в размер на 597 613 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г., вх. № Е-13-62-141 от 13.06.2023 г. и вх. № Е-13-62-141 от 16.06.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2022 г. до 31.05.2023 г., както и прогноза за месец юни 2023 г.;

*Епрог.* – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 687 551 хил. kWh;

*Еотч.* – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 531 522 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г. и писма с вх. № Е-13-62-141 от 13.06.2023 г. и вх. № Е-13-62-141 от 16.06.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2022 г. до 31.05.2023 г., както и прогноза за месец юни 2023 г.;

*ТР<sub>одоб.</sub>* – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7,5%;

*Ц<sub>тр.</sub>* – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 469,15 лв./MWh;

*–Ц<sub>тр.1</sub>* – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 391,47 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за месец юни на 2023 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 177,43 лв./MWh. Изчисленията са представени по долу:

1	Количество електрическа енергия, закупено от платформите на БНЕБ ЕАД, MWh	624 245
2	Разходи, хил. лв.	248 451
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	398,00
4	Получени компенсации, хил. лв.	31 985
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	216 467
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	346,77
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	369,10
8	$\text{Ц}_{\text{пр.}}^1$ (с прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	391,47

$P_{t-2}$  – (минус) -541 хил. лв. е изчислен като разлика между стойността на фактора  $Z$  за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. ( $Z_{t-1}$ ), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора  $Z$ , използван в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на  $Z_{t-1}$  са извършени по горната формула, където:

$P_{\text{утв.}}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 346 766 хил. лв.;

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

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

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

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

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

$-\text{Ц}_{\text{пр.}}^1$  – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 157,29 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г., намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
1	Количество електрическа енергия закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	678 244
2	Разходи, хил. лв.	260 668
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	384,33
4	Получени компенсации, хил. лв.	163 747
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	96 921
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	142,90



„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	136,34
8	Ц <sub>пр</sub> <sup>1</sup> (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране )	157,29

Z<sub>t-1</sub> – (минус) -10 062 хил. лв.;  
 Приложен Z фактор – (минус) -9 521 хил. лв.;  
 P<sub>t-2</sub> – (минус) -541 хил. лв.

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

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	134 527
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	206 146
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	72 118
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	662 202
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	514 158
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	105 460
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	42 584
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	38 010
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	20 583
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 60 095
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	294
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	411 583
11	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	9 315 039

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01065 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04232 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02683 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00754 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за третата ценова година от шестия регулаторен период – 411 583 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 315 039 MWh.

## 2.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

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

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

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07105 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02256 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00598 лв./kWh.

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

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

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

### 2.2.1. Предоставена от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

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

–Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 149 085 хил. лв., при утвърдени за предходната ценова година – 129 302 хил. лв., в резултат на приложена корекция с инфлационен индекс за периода януари 2022 – декември 2022 г. спрямо периода януари 2021 – декември 2021 г. в размер на 15,3% с обща стойност от 19 783 хил. лв.;

–Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 66 606 хил. лв., утвърдена с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.;

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

на цените на пазар „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД, ограничените възможности за нетиране на небаланси в резултат на отмяната на чл. 56б, ал. 4 и чл. 56в, ал. 6 от Правилата за търговия с електрическа енергия и въвеждането на 15-минутен интервал на сетълмент;

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

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

–Прогнозни количества електрическа енергия – 8 637 854 MWh;

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

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

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

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

### **2.2.2. Становище на „Електроразпределение Юг“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

С писмо с вх. № Е-13-262-77 от 01.06.2023 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

Мрежовият оператор поддържа изцяло позицията си за необходимост от въвеждането на цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти на база присъединена/договорена мощност и не споделя мотивите КЕВР, с които искането му е отхвърлено. Според дружеството предложеният нов модел на ценообразуване на услугата достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти е в съответствие с европейската практика и способства за по-ефективно и по-справедливо разпределение на постоянните разходи, сред които основно тези за инфраструктурни инвестиции, сред ползвателите на електроразпределителната мрежа. Подчертава, че преходът от цена за достъп, която се базира единствено на количествата потребена енергия, към цена достъп с фиксирани компоненти, е разпознат като ефективен инструмент за реализиране на необходимата промяна на тарифните структури и регулаторните модели с оглед все по-комплексните очаквания на крайните клиенти към операторите на електроразпределителни мрежи в резултат на увеличението на разпределеното производство на възобновяема енергия, електромобилността и дигитализацията на енергийните услуги, предоставяни на бита.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД изразява несъгласие с изложените от КЕВР мотиви относно начина на отразяване на получените компенсации по решения на Министерския съвет при изчисляване на корекцията с фактора Z, според които с предложения от дружеството подход същото е целяло да оцети ползвателите на мрежата с над 34 000 хил. лв. или да получи приходи, които не му се следват. Посочва, че при направените изчисления се е ръководило стриктно от формулата по чл. 37, ал. 7 от НРЦЕЕ, въпреки че намира за дискуссионно как точно следва да бъдат отчетени получените компенсации, тъй като във формулата не е предвидена компонента „получени под формата на държавна помощ компенсации“.

КЕВР не приема аргументите, че предложеният от дружеството метод за утвърждаване на цената за достъп не е в ущърб на енергийно уязвимите клиенти предвид факта, че обвързването на цената за достъп с предоставената/договорената мощност ще доведе до повишение на крайната цена за клиентите с най-ниска консумация, съответно до намаление на цената при клиентите с най-високо потребление. Формирането на цената за достъп по предложения начин е нецелесъобразно, тъй като ще засегне на практика най-вече енергийно уязвими клиенти, за които, обаче, Р България все още не е въвела ясни критерии за дефиниране и защита.

Комисията приема възражението по отношение на корекцията по чл. 38, ал. 7 за неоснователно. Корекцията с фактора Z се изчислява чрез заместване във формулата, регламентирана в чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, а именно:

$$Z_t = \left( \text{Путь.} - \text{Е}_{\text{прог.}} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}\%}}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}\%}} * \text{Ц}_{\text{тр.}} \right)_{t-1} - \left( \text{Потч.} - \text{Е}_{\text{отч.}} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}\%}}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}\%}} * \text{Ц}_{\text{тр1.}} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

Предлаганият от дружеството подход за изчисление напълно противоречи на горната формула, тъй като в нея липсва елемент, който да отразява приспадане на получените компенсации, изплатени на основание решения на Министерския съвет. Тези компенсации могат да се отразят единствено при калкулацията на елемента Ц<sub>тр1</sub> по начина, по който е направено по-долу, т.е. постигнатата цена е функция на закупените количества електрическа енергия и реалните разходи за тези количества, които представляват разликата от заплатената на БНЕБ ЕАД стойност на закупената електрическа енергия и получените компенсации за нея. По този начин дружеството получава реалния стимул от постигнатото намаление на технологичния си разход.

В чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ е регламентирано, че Ц<sub>п</sub> е постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическата енергия за покриване на технологичните разходи. В НРЦЕЕ не е регламентирано изрично, как точно се изчислява постигнатата среднопретеглена пазарна цена. Елементарната икономическа логика предполага, че цената представлява отношение между направените разходи и количеството от съответната стока, а когато част от тези разходи са субсидирани (в конкретния случай по програми на Министерския съвет), реалните разходи следва да се намалят с получените субсидии. Намаляването на разходите на електроразпределителните дружества за закупуването на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи с получени компенсации по програми на Министерския съвет не следва да се разглежда като отделен приход, предвид обстоятелството, че представлява аналогична ситуация на периодите, в които дружеството е закупило електрическа енергия от БНЕБ ЕАД на отрицателна цена, съответно е получило приход за потребената електрическа енергия, с който приход се намаляват извършените разходи при изчисление на постигнатата среднопретеглена стойност на цената.

Предлаганият от дружеството подход за изчисление на корекцията с фактора Z напълно противоречи на формулата по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, тъй като в нея липсва елемент, който да отразява приспадане на получените компенсации, изплатени на основание решения

на Министерския съвет. Тези компенсации могат да се отразят единствено при калкулацията на елемента Цтр1 по начина, по който е направено по-горе, т.е. постигнатата цена е функция на закупените количества електрическа енергия и реалните разходи за тези количества, които представляват разликата от заплатената на БНЕБ ЕАД стойност на закупената електрическа енергия и получените компенсации за нея. По този начин дружеството получава реалния стимул от постигнатото намаление на технологичния си разход, докато при прилагане на подхода, използван в заявлението се цели ощетяване на потребителите на електрическа енергия с над 34 млн. лв., срещу които не са направени никакви разходи и могат да се квалифицират като безвъзмездни средства или допълнителна печалба. Горният подход води до нарушаване на интересите на потребителите и противоречи на чл. 31 от ЗЕ. Освен гореизложеното следва да се има предвид, че искането на „Електроразпределение Юг“ ЕАД противоречи и на целите на програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и на електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи на Министерския съвет, а именно: *„Съгласно нея ще се гарантира финансова стабилност на операторите, необходима за осъществяване на дейностите им, осигуряващи нормалното и надеждно функциониране на електроенергийната система на страната. От друга страна, чрез компенсиране на разходите на операторите за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. и съответно намаляване на финансовия дефицит, който следва да бъде компенсиран със следващо ценово решение на КЕВР, ще се ограничи необходимостта от съществено повишаване на цените на мрежовите услуги за всички крайни потребители, в т.ч. и битовите“*, както и *„Мярката за компенсиране е в унисон със Съобщението на Европейската комисия от 13 октомври 2021 г. „Справяне с нарастващите цени на енергията: набор от инструменти за действие и подкрепа относно цените на енергията“ и от 8 март 2022 г. „REPowerEU: Съвместни европейски действия за по-достъпна, сигурна и устойчива енергия“ и очертаните мерки в подкрепа на потребителите за справяне с растящите цени“*. Цялостната концепция на програмата на Министерския съвет предполага намаляването на финансовата тежест върху потребителите, а не осигуряване допълнителна печалба на електроразпределителните дружества. Именно тези обстоятелства са отчетени от КЕВР при изчисляване на фактора Z, като Комисията се е съобразила както със специалните принципи по чл. 23, т. 4 и чл. 31, т. 2 от ЗЕ, според които при изпълнение на регулаторните си правомощия Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, съответно цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обосноваваните разходи за дейността им, така и с общия принцип, че е недопустимо да се заплаща два пъти за едно и също нещо. Приложеният от Комисията подход гарантира спазването на интересите на крайните клиенти и е в съответствие с метода за ценово регулиране, тъй като от една страна не допуска реализирането на допълнителна възвръщаемост на мрежовия оператор в резултат от случайни събития в ущърб на ползвателите на мрежата, надхвърляща тази, която му е предоставена в началото на регулаторния период под формата на стимул чрез признат, непроменяем процент на технологичния разход, но от друга запазва този стимул в първоначално определените му рамки.

### 2.2.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2022 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин

има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР за първата година на шестия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

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

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

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

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 40 058 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

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

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

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2022 г., в размер на (минус) -288 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по долу:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		2021 г.	2022 г.	2023 г.
		(И1)	(И2)	(И3)
		отчет	отчет	план
1	Инвестиции – общо	85 070	118 308	91 018

2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	24 846	38 396	20 800
3	Нетна амортизация, Ап	5 310	6 352	5 123
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	54 914	73 560	65 095
5	Среден номинален размер на инвестициите		93 391	
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.		107 206	
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3		8 455	
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.		8 666	
9	Приложена корекция в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.		-1 720	
10	<b>Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период <math>(р.5-р.6)*5,74\%*2 + (р.7-р.8)*2 - р.9</math></b>		<b>-288</b>	

В съответствие с т. 1.4. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -57 995 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$\text{Путв.}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 554 745 хил. лв.;

$\text{Потч.}$  – отчетени приходи в размер на 561 532 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г. и писмо с вх. № Е-13-262-78 от 13.06.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2022 г. до 31.05.2023 г., както и прогноза за месец юни 2023 г.;

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

$\text{Е}_{\text{отч.}}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 648 752 хил. kWh;

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

$\text{Ц}_{\text{тр.}}$  – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 469,15 лв./MWh;

–  $\text{Ц}_{\text{тр.1}}$  – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 396,50 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за месец юни на 2023 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 177,43 лв./MWh. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	581 204

2	Разходи, хил. лв.	239 139
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	411,45
4	Получени компенсации, хил. лв.	34 677
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	204 461
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	351,79
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	374,13
8	$C_{mp.}^I$ (с прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране )	396,50

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

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

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

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

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

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

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

–  $C_{mp.}^I$  – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 161,87 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г., намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	629 284
2	Разходи, хил. лв.	240 299
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	381,86
4	Получени компенсации, хил. лв.	147 490
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	92 809
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	147,48
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	140,92
8	$C_{mp.}^I$ (с прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	161,87



$Z_{t-2}$  – (минус) -6 346 хил. лв.;

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

$P_{t-2}$  – (минус) -674 хил. лв.

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

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

<b>„Електроразпределение Юг“ ЕАД</b>		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	129 302
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	191 159
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	66 606
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	639 299
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	492 035
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	107 206
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	40 058
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	36 696
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	19 783
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-57 995
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-288
<b>10</b>	<b>Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)</b>	<b>385 263</b>
<b>11</b>	<b>Количество електрическа енергия за разпределение, MWh</b>	<b>8 637 854</b>

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01080 лв./kWh;
  - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04366 лв./kWh;
  - цена за достъп за небитови клиенти – 0,02617 лв./kW/ден;
  - цена за достъп за битови клиенти – 0,00803 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за третата ценова година от шестия регулаторен период – 385 263 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 637 854 MWh.

### 2.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

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

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,02648 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07073 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02311 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00885 лв./kWh.

### 2.3.1. Предоставена от „Електроразпределение Север“ АД прогнозна информация

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложението на „Електроразпределение Север“ АД и действащите цени на дружеството:

<b>„Електроразпределение Север“ АД</b>			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,02648	0,03098	16,99%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,07073	0,08274	16,98%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00885	0,01035	16,95%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02311	0,02703	16,96%

„Електроразпределение Север“ АД уточнява, че предложените в заявлението цени са изчислени въз основа на утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 446,78 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 20,57 лв./MWh и допустимия максимален размер на разходите за балансиране от 1,80 лв./MWh. Дружеството е посочило, че при промяна на някои от съставляващите елементи по финансово свързаната верига, мрежовите цени ще бъдат различни от предложените в заявлението.

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

–Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 119 431 хил. лв., при утвърдени за предходния ценови период – 103 553 хил. лв., в резултат на приложена корекция с инфлационен индекс от 15,33% за периода януари 2022 г. – декември 2022 г., на обща стойност 15 878 хил. лв.;

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

обществото в размер на общо 20,57 лв./MWh и допустимия максимален размер на разходите за балансиране от 1,80 лв./MWh.;

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

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

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

–Прогнозни количества електрическа енергия – 5 490 283 MWh;

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

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

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

### 2.3.2. Становище на „Електроразпределение Север“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-273-128 от 01.06.2023 г. „Електроразпределение Север“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

„Електроразпределение Север“ АД не споделя възприетия от КЕВР подход за отразяване на получените от дружеството компенсации по решения на Министерския съвет при изчисляване на корекцията с фактор Z. Счита, че същият не отговаря на разпоредбата на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, съгласно която постигнатата среднопретеглена пазарна цена (Цп) е среднопретеглената пазарна цена, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическата енергия за покриване на технологичните разходи, и не следва тази цена да отразява други разходи или приходи. Намира направеното изчисление от Комисията за несъобразено с текстовете на НРЦЕЕ, тъй като по този начин се намалява регулаторно признатата стойност на утвърдените разходи за загубите при разпределение на електрическа енергия. Следвайки горепосочения принцип и съответните разпоредби от НРЦЕЕ, счита за правилно получените приходи от компенсации да се отразяват в крайния резултат на Z фактора, като той се коригира с техния размер така, както дружеството е посочило в подаденото заявление за изменение на цени за следващата ценова година. Според мрежовият оператор същият принцип би следвало да бъде приложен и при изчисление на постигнатата цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ за периода  $P_{t-2}$ .

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Корекцията с фактора Z се изчислява чрез заместване във формулата, регламентирана в чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, а именно:

$$Z_t = \left( P_{утв.} - E_{прог.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * C_{тр.} \right)_{t-1} - \left( P_{отч.} - E_{отч.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * C_{тр1.} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

Предлаганият от дружеството подход за изчисление напълно противоречи на горната формула, тъй като в нея липсва елемент, който да отразява приспадане на получените компенсации, изплатени на основание решения на Министерския съвет. Тези

компенсации могат да се отразят единствено при калкулацията на елемента Цтр1 по начина, по който е направено по-долу, т.е. постигнатата цена е функция на закупените количества електрическа енергия и реалните разходи за тези количества, които представляват разликата от заплатената на БНЕБ ЕАД стойност на закупената електрическа енергия и получените компенсации за нея. По този начин дружеството получава реалния стимул от постигнатото намаление на технологичния си разход.

Неоснователни са твърденията на дружеството, че КЕВР е приложила подход за изчисление, който противоречи на разпоредбата на чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ, определяща начина за изчисление на Цтр1 и съответно по този начин незаконосъобразно е извършила изчисленията по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, доколкото във формулата липсва елемент, който да отразява предоставени компенсации по решения на Министерския съвет. В чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ е регламентирано, че Цп е постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическата енергия за покриване на технологичните разходи. В НРЦЕЕ не е регламентирано изрично, как точно се изчислява постигнатата среднопретеглена пазарна цена. Елементарната икономическа логика предполага, че цената представлява отношение между направените разходи и количеството от съответната стока, а когато част от тези разходи са субсидирани (в конкретния случай по програми на Министерския съвет), реалните разходи следва да се намалят с получените субсидии. Неправилен е изводът на дружеството, че елементът на Цтр1 отразява цената, по която са направени разходи за закупуването на електрическа енергия на БНЕБ ЕАД за покриване на технологичните разходи и не отразява получени компенсации. Подобна изрична разпоредба липсва в НРЦЕЕ. Дружеството излага твърдения, че получените компенсации не намаляват цената, а са приход, който следва да бъде изваден от необходимите приходи, което е незаконосъобразен подход предвид изричната разпоредба на чл. 3, ал. 2 от НРЦЕЕ, съгласно която Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от наредбата, която предвижда единствено корекция с инфлационен индекс за предходен период и с коефициент за подобряване на ефективността, корекция с показатели за качество, корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период и корекция с фактора Z. Намаляването на разходите на електроразпределителните дружества за закупуването на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи с получени компенсации по програми на Министерския съвет не следва да се разглежда като отделен приход, предвид обстоятелството, че представлява аналогична ситуация на периодите, в които дружеството е закупило електрическа енергия от БНЕБ ЕАД на отрицателна цена, съответно е получило приход за потребената електрическа енергия, с който приход се намаляват извършените разходи при изчисление на постигнатата среднопретеглена стойност на цената.

Предлаганият от дружеството подход за изчисление на корекцията с фактора Z напълно противоречи на формулата по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, тъй като в нея липсва елемент, който да отразява приспадане на получените компенсации, изплатени на основание решения на Министерския съвет. Тези компенсации могат да се отразят единствено при калкулацията на елемента Цтр1 по начина, по който е направено по-долу т.е. постигнатата цена е функция на закупените количества електрическа енергия и реалните разходи за тези количества, които представляват разликата от заплатената на БНЕБ ЕАД стойност на закупената електрическа енергия и получените компенсации за нея. По този начин дружеството получава реалния стимул от постигнатото намаление на технологичния си разход, докато при прилагане на подхода, използван в заявление с вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г., „Електроразпределение Север“ АД цели да оцети потребителите на електрическа енергия с над 50 млн. лв., срещу които не са направени

никакви разходи и могат да се квалифицират като безвъзмездни средства или допълнителна печалба. Горният подход води до нарушаване на интересите на потребителите и противоречи на чл. 31 от ЗЕ. Освен гореизложеното следва да се има предвид, че искането на „Електроразпределение Север“ АД противоречи и на целите на програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и на електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи на Министерския съвет, а именно: *„Съгласно нея ще се гарантира финансова стабилност на операторите, необходима за осъществяване на дейностите им, осигуряващи нормалното и надеждно функциониране на електроенергийната система на страната. От друга страна, чрез компенсиране на разходите на операторите за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. и съответно намаляване на финансовия дефицит, който следва да бъде компенсиран със следващо ценово решение на КЕВР, ще се ограничи необходимостта от съществено повишаване на цените на мрежовите услуги за всички крайни потребители, в т.ч. и битовите“*, както и *„Мярката за компенсиране е в унисон със Съобщението на Европейската комисия от 13 октомври 2021 г. „Справяне с нарастващите цени на енергията: набор от инструменти за действие и подкрепа относно цените на енергията“ и от 8 март 2022 г. „REPowerEU: Съвместни европейски действия за по-достъпна, сигурна и устойчива енергия“ и очертаните мерки в подкрепа на потребителите за справяне с растящите цени“*. Цялостната концепция на програмата на Министерския съвет предполага намаляването на финансовата тежест върху потребителите, а не осигуряване допълнителна печалба на електроразпределителните дружества. Именно тези обстоятелства са отчетени от КЕВР при изчисляване на фактора Z, като Комисията се е съобразила както със специалните принципи по чл. 23, т. 4 и чл. 31, т. 2 от ЗЕ, според които при изпълнение на регулаторните си правомощия Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, съответно цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обосноваваните разходи за дейността им, така и с общия принцип, че е недопустимо да се заплаща два пъти за едно и също нещо. Приложеният от Комисията подход гарантира спазването на интересите на крайните клиенти и е в съответствие с метода за ценово регулиране, тъй като от една страна не допуска реализирането на допълнителна възвръщаемост на мрежовия оператор в резултат от случайни събития в ущърб на ползвателите на мрежата, надхвърляща тази, която му е предоставена в началото на регулаторния период под формата на стимул чрез признат, непроменяем процент на технологичния разход, но от друга запазва този стимул в първоначално определените му рамки.

### 2.3.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Север“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2022 г. на дружеството и при прилагане на посочения по-горе единен подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

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

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

- Разходите за амортизации;
- Разходите за балансиране;
- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;
- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 30 345 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 15 844 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2022 г., в размер на (минус) -1 097 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по долу:

„Електроразпределение Север“ АД		2021 г.	2022 г.	2023 г.
		(И1)	(И2)	(И3)
		отчет	отчет	план
1	Инвестиции – общо	40 007	41 427	40 000
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	3 037	3 070	3 196
3	Нетна амортизация, Ап	3 779	4 405	4 125
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	33 191	33 952	32 678
5	Среден номинален размер на инвестициите		50 081	
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.		48 133	
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3		6 039	
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.		7 272	
9	Приложена корекция в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.		-1 145	
10	<b>Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период <math>(р.5-р.6)*5,74\%*2 + (р.7-р.8)*2 - р.9</math></b>		<b>-1 097</b>	

В съответствие с т. 1.4. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -19 034 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

*Путв.* – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 383 725 хил. лв.;

*Потч.* – отчетени приходи в размер на 389 034 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-273-71 от 31.03.2023 г. и писмо с вх. № Е-13-273-129 от 13.06.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2022 г. до 31.05.2023 г., както и прогноза за месец юни 2023 г.;

*Е<sub>прог.</sub>* – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 490 283 хил. kWh;

*Е<sub>отч.</sub>* – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 412 558 хил. kWh;

*Т<sub>р<sub>одоб.</sub></sub>* – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8,5%;

*Ц<sub>тр.</sub>* – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 469,15 лв./MWh;

– *Ц<sub>тр.</sub><sup>1</sup>* – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 451,26 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените компенсация по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за месец юни на 2023 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 177,43 лв./MWh. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	394 280
2	Разходи, хил. лв.	180 650
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	458,18
4	Получени компенсация, хил. лв.	20 354
5	Разходи след компенсация, хил. лв.	160 296
6	Постигната цена след компенсация, лв./MWh	406,55
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	428,89
8	<i>Ц<sub>тр.</sub><sup>1</sup></i> (с прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране )	451,26

$P_{t-2}$  – (минус) -1 343 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. ( $Z_{t-1}$ ), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на  $Z_{t-1}$  са извършени по горната формула, където:

*Путв.* – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 218 059 хил. лв.;

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

*Е<sub>прог.</sub>* – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 490 283 хил. kWh;

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

*ТР<sub>одоб.</sub>* – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8,5%;

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

–*Ц<sub>мп.<sup>1</sup></sub>* – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 165,15 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г., намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

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

$Z_{t-2}$  – (минус) -16 975 хил. лв.;

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

$P_{t-2}$  – (минус) -1 343 хил. лв.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	103 553
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	139 208
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	41 486
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	269 841
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	191 363
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	48 133
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	30 345
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	15 489



<b>„Електроразпределение Север“ АД</b>		
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	15 844
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-19 034
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-1 097
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)	295 448
11	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	5 490 283

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,02108 лв./kWh;
  - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04825 лв./kWh;
  - цена за достъп за небитови клиенти – 0,03090 лв./kW/ден;
  - цена за достъп за битови клиенти – 0,00959 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за третата ценова година от шестия регулаторен период – 295 448 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 490 283 MWh.

### 3.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

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

- цена за достъп до електроразпределителна мрежа – 0,00828 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04530 лв./kWh.

**3.4.1.** „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД не е подало заявление за утвърждаване на цени за достъп и за пренос на електрическата енергия до/през електроразпределителната мрежа, считано от 01.07.2023 г. В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай, че енергийното предприятие не е подало заявление, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими годишни приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

**3.4.2.** Електроразпределение Златни Пясъци“ АД не е депозирало становище по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

### 3.4.3. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-09-12 от 18.04.2023 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за третата ценова година от шестия регулаторен период. След анализ на тази информация, данните от годишния финансов отчет на дружеството за 2022 г. и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в

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

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

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

– Разходите за амортизации;

– Разходите за балансиране;

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

– Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;

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

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 323 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 269 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2022 г., в размер на (плюс) 10 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по долу:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		2021 г.	2022 г.	2023 г.
		(И1)	(И2)	(И3)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	200	161	188
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	9	0	0
3	Нетна амортизация, Ап	32	28	58
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	159	133	130
5	Среден номинален размер на инвестициите	221		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	253		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3	50		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	35		
9	Приложена корекция в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.	17		
10	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период $(р.5-р.6)*5,74\%*2 + (р.7-р.8)*2 - р.9$	10		

В съответствие с т. 1.4. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност 10 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{утв.}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 3 350 хил. лв.;

$P_{отч.}$  – отчетени приходи в размер на 3 035 хил. лв. съгласно представената информация с писма с вх. № Е-13-09-12 от 18.04.2023 г. и вх. № Е-13-09-17 от 13.06.2023 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2022 г. до 31.05.2023 г., както и прогноза за месец юни 2023 г.;

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

$E_{отч.}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 56 656 хил. kWh;

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

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

$-C_{мп.}^1$  – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 390,07 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2022 г. до 31.05.2023 г., намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за месец юни на 2023 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 177,43 лв./MWh. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	2 058
2	Разходи, хил. лв.	933
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	453,23
4	Получени компенсации, хил. лв.	222
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	711
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	345,36
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	367,70
8	$C_{мп.}^1$ (с прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	390,07

$P_{t-2}$  – (плюс) 75 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. ( $Z_{t-1}$ ), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на  $Z_{t-1}$  са извършени по горната формула, където:

*Путв.* – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 3 673 хил. лв.;

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

*Е<sub>прог.</sub>* – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 49 907 хил. kWh;

*Е<sub>отч.</sub>* – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 54 217 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Златни пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-12 от 18.04.2023 г.;

*ТР<sub>одоб.</sub>* – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 5%;

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

*Ц<sub>тр.<sup>1</sup></sub>* – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 152,22 лв./MWh;

*Z<sub>1-2</sub>* – (минус) -249 хил. лв.;

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

*P<sub>1-2</sub>* – (плюс) 75 хил. лв.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, са следните:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	1 757
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	824
3	Разходи за амортизации	240
4	Регулаторна база на активите	1 927
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 351
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	253
4.3.	Необходим оборотен капитал	323
5	Норма на възвръщаемост на капитала	5,74%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	111
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	269
8	Корекция с фактор Z	10
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	10
10	Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)	3 220
11	Количество електрическа енергия за разпределение	57 364

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

- цена за достъп до електроразпределителна мрежа – 0,01273 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04341 лв./kWh,

**необходими годишни приходи за третата ценова година от шестия регулаторен период – 3 220 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 57 364 MWh.**

## **VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ**

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-13 от 30.03.2023 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, с вх. № Е-13-49-7 от 31.03.2023 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № № Е-13-46-14 от 31.03.2023 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, в качеството си на краен снабдител, не е подало заявление за утвърждаване на цени. По силата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, в случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 41 и 45 от същата, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови, респективно регулаторен период въз основа на данните, с които разполага. В отговор на изпратено от КЕВР писмо с изх. № Е-13-77-5 от 04.04.2023 г. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е предоставило информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

### **1. Единен подход при определяне на необходимите годишни приходи на електроснабдителните дружества**

След анализ на постигнатите резултати от електроснабдителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи да бъде приложен единен подход, както следва:

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

**1.2.** Необходимите годишни приходи на крайните снабдители за ценовия период отразяват прогнозните разходи за покупка на електрическа енергия за снабдяване на крайните клиенти, изчислени на основата на годишната прогноза за потребление за клиентите, присъединени към съответната мрежа на ниско напрежение и среднопретеглена цена за енергия. Среднопретеглената цена за покупка на електрическа енергия е формирана на база индивидуалните прогнозни количества и цената за закупуване на електрическа енергия от обществения доставчик, към която е прибавена цената за задължения към обществото.

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

**1.4.** В цените не са включени разходи за несъбираеми вземания. Не може да се приеме за обосновано, че включването на разходи за несъбираеми вземания в необходимите годишни приходи на дружествата е в интерес на клиентите, тъй като предприемането на съответни действия за недопускане на възникването на тези разходи чрез способите за събиране на вземания по съдебен ред, уредени в Гражданския процесуален кодекс (ГПК), е изцяло в обхвата на управленските решения на органите на дружествата. Поради тези причини разходите за несъбираеми вземания попадат в обхвата на чл. 11, ал. 2, т. 14 от НРЦЕЕ и не следва да бъдат признавани в състава на разходите, свързани с лицензионната дейност. Признаването на тези разходи в допълнение към компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ е непазарен подход, поставящ крайните снабдители в привилегировано положение спрямо останалите участници на пазара, които покриват подобни разходи за сметка на маржа си. Подобна мярка би демотивирала дружествата да полагат усилия за събирането им по реда на ГПК.

## **2. Цени и необходими годишни приходи на електроснабдителните дружества за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.**

### **2.1. „ЕЛЕКТРОХОЛД ПРОДАЖБИ“ ЕАД**

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

#### **2.1.1. Предоставена от „Електрохолд Продажби“ ЕАД прогнозна информация**

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-19 от 01.07.2022 г., в частта по т. П.6.1., цени, без ДДС, по които „Електрохолд Продажби“ ЕАД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи ниско напрежение (НН), както и предложените от дружеството за новия ценови период, са представени в таблицата по-долу:

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

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

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 388 764 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР цена на обществения доставчик;
- Разходи за заплащане на цена за задължения към обществото – 0 (нула) хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР цена за задължения към обществото;
- Компонента за дейността – 27 213 хил. лв.;

- Към необходимите годишни приходи дружеството включва отчетени разходи за небаланси за 2022 г. в размер на 19 541 хил. лв.;
- Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 746 813 MWh.

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

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

### **2.1.2. Становище на „Електрохолд Продажби“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

С писмо с вх. № Е-13-47-21 от 01.06.2023 г. „Електрохолд Продажби“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

„Електрохолд Продажби“ ЕАД изразява несъгласие с определените в доклада прогнозни количества електрическа енергия, които следва да закупува от обществения доставчик за покриване на потреблението на клиентите си, с аргумента, че при определяне на прогнозните количества за ценовия период дружеството се е съобразило с фактори като приключилата здравна пандемия; новоприсъединени битови клиенти и преминаване на клиенти от свободен на регулиран пазар и обратно. От споменатите фактори с най-голямо значение е отмяната на извънредна епидемиологична обстановка от 01.04.2022 г., която е довела до намаление на потреблението на електрическа енергия от битови клиенти за 2022 г. спрямо 2021 г. с 0,73%, като крайният снабдител очаква тази тенденция да се запази поради стартиралата процедура „Национална схема за подпомагане на домакинствата в областта на енергията от възобновяеми източници“ в рамките на Националния план за възстановяване и устойчивост. Намира прогнозата на НЕК ЕАД от 12 558 076 MWh за некоректно определена, тъй като надвишава сумата на прогнозите на крайните снабдители с 5%, а конкретно тази на „Електрохолд Продажби“ ЕАД с 8,13%, като при така изложените аргументи подобно увеличение е нереалистично да се случи. В тази връзка потвърждава заявените прогнозни количества за предстоящия регулаторен период в размер на 4 746 813 MWh.

С оглед необходимостта от справедливо прехвърляне на разходите, свързани с балансиране при осъществяване на дейността „снабдяване с електрическа енергия“ счита за целесъобразно в необходимите приходи на „Електрохолд Продажби“ ЕАД да бъдат включени отчетените разходи за балансиране за 2022 г. в размер на 19 541 хил. лв.

„Електрохолд Продажби“ ЕАД посочва, че Комисията трябва да преразгледа подхода си за признаване в необходимите приходи на част от несъбираемите вземания, които са признати от данъчните органи като такива. Изразява несъгласие с мотивите на регулатора, че признаването на несъбираеми вземания би демотивирало дружествата да полагат усилия за събирането им по реда на ГПК. Обръща внимание, че НАП признава за несъбираеми само тези вземания, за които са предприети всички законови мерки за събирането им, включително и по ГПК, но въпреки това същите не е възможно да бъдат събрани от кредитора.

Комисията приема възраженията на дружеството за неоснователни.

Количествата електрическа енергия на крайните снабдители следва да бъдат обвързани с количествата електрическа енергия, определени на обществения доставчик. За ценовия период 01.07.2022 – 30.06.2023 г. „Електрохолд Продажби“ ЕАД прогнозира, че ще са му необходими 4 752 491 MWh, като въпреки че прогнозата е коригирана от КЕВР на 4 866 543 MWh, дружеството е закупило от НЕК ЕАД с 300 732 MWh повече електрическа енергия спрямо определените в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. В тази връзка искането на дружеството ще доведе до необосновани рискове относно обезпечеността с електрическа енергия на обществения доставчик.

Искането на дружеството за включване в необходимите му приходи на отчетените разходи за балансиране за 2022 г. в размер на 19 541 хил. лв. противоречи на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ, според която компонентата за лицензионната дейност на крайния снабдител включва

икономически обосновани разходи и възвръщаемост за съответната дейност и разходи за балансиране и се определя в размер до 7 на сто от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, и се определя като обща стойност, без да се посочва конкретният размер на елементите, които я формират. Комисията е утвърдила компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ в максимално допустимия размер – 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, като претенции за допълнителни разходи над тази стойност противоречат на горната разпоредба.

Неоснователно е и другото искане на дружеството за включването в необходимите му приходи на разходи за несъбираеми вземания. Както е посочено по-горе, компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ е утвърдена в максимално допустимия размер – 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, като претенции за допълнителни разходи над тази стойност противоречат на горната разпоредба. Независимо от това, Комисията не може да приеме за обосновано включването на разходи за несъбираеми вземания в необходимите годишни приходи на дружеството, тъй като предприемането на съответни действия за недопускане на възникването на тези разходи чрез способите за събиране на вземания по съдебен ред, уредени в Гражданския процесуален кодекс, е изцяло в обхвата на управленските решения на органите на дружеството. Поради тези причини разходите за несъбираеми вземания попадат в обхвата на чл. 11, ал. 2, т. 14 от НРЦЕЕ и не следва да бъдат признавани в състава на разходите, свързани с лицензионната дейност. Невъзможността за постигане на 100% събираемост на вземания от предоставени стоки, услуги и др. е присъща на всяка една стопанска дейност, в т.ч. и доставката на електрическа енергия. Признаването на тези разходи в допълнение към компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ е непазарен подход, поставящ крайните снабдители в привилегировано положение спрямо останалите участници на пазара, които покриват подобни разходи за сметка на маржа си. Подобна мярка би демотивирала дружеството да полага усилия за събирането им по реда на ГПК. Следва също така да се има предвид, че не съществува работещ механизъм, по който Комисията да оценява при всеки един конкретен случай дали действително дружеството е предприело всички необходими действия по събиране на едно вземане и дали несъбираемостта наистина е в резултат на независещи от крайния снабдител обстоятелства или е възникнала по причини изцяло в сферата на отговорност на дружеството.

### 2.1.3. Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на заявлението на „Електрохолд Продажби“ ЕАД се установи, че дружеството е предложило стойности на ценообразуващите елементи, които не са в съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ. Съгласно тази разпоредба размерът на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ се определя в размер до 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, а дружеството е предложило стойност на необходимите годишни приходи, съответстващи на компонента в размер на 12,03%. В чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ е посочено, че в утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия не се включват цената за задължения към обществото и разходи за балансиране, като последните са част от компонентата за дейността (арг. от чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ). Разпоредбата на чл. 10 от НРЦЕЕ не предвижда включването на допълнителни разходи в необходимите годишни приходи на крайните снабдители извън тези, които се покриват от компонентата за дейността по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ.

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



индивидуални цели.

Разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и
- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

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

В резултат на гореизложеното и извършените корекции при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик и цената за задължения към обществото, цените на „Електрохолд Продажби“ ЕАД са, както следва:

„Електрохолд Продажби“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.
	лв./kWh
<b>Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение</b>	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14875
- Нощна	0,05997
2. Една скала	<b>0,14875</b>

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,11 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 610 460 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 4 926 799 MWh.

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

1. Цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01623 лв./kWh;
2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04232 лв./kWh;
3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00754 лв./kWh.

## 2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

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

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

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-19 от 01.07.2022 г., в частта по т. II.6.2., цени, без ДДС, по които „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството, считано от 01.07.2023 г., са обобщени в таблицата по-долу:

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

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

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

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

### 2.2.2. Становище на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писмо с вх. № Е-13-49-11 от 01.06.2023 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД отново поставя акцент върху непризнаването на средства, необходими за постигане на очакваните спестявания вследствие на наложените му индивидуални цели за енергийна ефективност. Отбелязва, че за изпълнението на политиката за енергийна ефективност и в частност – на схемата за задължителни енергийни спестявания, е необходимо да бъде регламентиран ясен механизъм

за нейното финансиране и подsigуряване на средства за обезпечаване на тези разходи, които задължените лица следва да извършват. Крайният снабдител не споделя мотивите на Комисията за липса на обосноваване на разходите за енергийна ефективност, тъй като не са представени доказателства за извършването им. Счита, че направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели са икономически обосновани и документално потвърдени от получателите съгласно подписани двустранни споразумения, още повече, че задължението на Комисията да признае разходите на крайния снабдител за изпълнение на наложеното задължение за енергийна ефективност е уредено нормативно с разпоредбата на чл. 35, ал. 1 и ал. 5 от ЗЕ. Подчертава, че неприемането на разходите за енергийна ефективност води не само до неизпълнение на националните и от там европейски цели за енергийна ефективност за 2023 г., но и ще направи невъзможно изпълнението на очакваните много по-амбициозни такива за целия период до 2030 г.

В допълнение към липсата на средства за енергийна ефективност, дружеството обръща внимание и на завишените прогнозни количества електрическа енергия от 4 249 026 MWh на 4 334 451 MWh или с малко повече от 2% – 85 425 MWh, за която промяна няма изложени конкретни причини, което я прави необоснована, още повече, че за сравнение през календарната 2022 г. реално доставените от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД количества електрическа енергия за регулиран пазар са 4 208 268 MWh. Посочва, че предложените от дружеството количества са базирани на анализ на реалните нужди на клиентите на крайния снабдител, като се отчитат и факторите, влияещи на тяхното потребление. Счита, че завишаването на прогнозното количество ще доведе до ненужно голяма разлика между тази прогноза и реално доставените количества и съответно – до изкривяване финансовите параметри на дейността му като краен снабдител, още повече, че с оглед на ангажиментите, поети от Р България като член на Европейския съюз, фигурата на крайния снабдител, заедно с пазара на електрическа енергия по регулирани цени, в най-скоро време ще престанат да функционират.

Комисията не приема възражението относно непризнаването на разходи за енергийна ефективност за основателно предвид мотивите, изложени в т. 1.3. от единния подход. Не може да бъде споделено разбирането на крайния снабдител, че предварителното финансиране на разходите за енергийна ефективност следва да се осигури изцяло чрез цената за задължения към обществото или чрез включването им в необходимите приходи на дружеството. Подобно разбиране напълно игнорира паралелното наличие на множество алтернативни източници на средства, които могат да бъдат използвани за постигане на индивидуалните цели, чието ангажиране, обаче, е извън компетентността на КЕВР. В тази връзка Комисията счита, че осигуряването на пълния финансов ресурс за целите на енергийната ефективност единствено чрез цените на електрическата енергия не съответства на принципите на ЗЕ.

В допълнение разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми, и
- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

Посочените разходи в горните искания не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са устойчивостени и т.н. Поради тези обстоятелства не е възможно да се

прогнозират разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

Количествата електрическа енергия на крайните снабдителиследва да бъдат обвързани с количествата електрическа енергия, определени на обществения доставчик. За ценовия период 01.07.2022 – 30.06.2023 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е прогнозирано, че ще са му необходими 4 002 069 MWh, като въпреки че прогнозата е коригирана от КЕВР на 4 279 845 MWh, дружеството е закупило от НЕК ЕАД с 64 383 MWh повече електрическа енергия спрямо определените в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. В тази връзка искането на дружеството ще доведе до необосновани рискове относно обезпечеността с електрическа енергия на обществения доставчик.

### 2.2.3. Ценообразуващи елементи

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

Разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и
- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

След извършен анализ на заявлението на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и извършените корекции, при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик и цената за задължения към обществото, цените на дружеството са, както следва:

<b>„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД</b>	
<b>Показатели</b>	<b>Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.</b>
	<b>лв./kWh</b>
<b>Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение</b>	
<b>1. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,14667
- Нощна	0,05531
<b>2. Една скала</b>	<b>0,14667</b>

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,11 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 537 065 хил. лв.;

- прогнозни количества електрическа енергия – 4 334 451 MWh.

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

1. Цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01623 лв./kWh,
2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04366 лв./kWh,
3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00803 лв./kWh.

### 2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

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

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

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-19 от 01.07.2022 г., в частта по т. П.6.3., цени, без ДДС, по които „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството цени, считано от 01.07.2023 г., са обобщени в таблицата по-долу:

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

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 242 390 хил. лв., в т.ч. разходи за заплащане на цена за задължения към обществото, изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР цена на обществения доставчик и цена за задължения към обществото;

- Компонента за дейността – 16 967 хил. лв.;

- Количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти – 2 959 581 MWh.

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

- Разходи за енергийна ефективност, свързани с ангажиментите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ – 455 хил. лв.;

– Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 7 781 хил. лв.

### **2.3.2. Становище на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“**

С писмо с вх. № Е-13-46-16 от 01.06.2023 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

Дружеството отбелязва, че съгласно Закона за енергийната ефективност на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, в ролята на краен снабдител, е заложена индивидуална цел за енергийни спестявания, като постигането на тази цел е свързано или с разходи на дружеството за мерки за енергоспестяване или с вноски във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“. Посочва, че непризнаването на разходи за тази дейност в необходимите приходи, поставя дружеството в невъзможност да акумулира необходимите средства за осъществяването на вменените му от нормативната уредба мерки за енергийна ефективност. Предвид горните аргументи и на основание чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ прави искане Комисията да признае заявените разходи, свързани с наложени нормативни задължения за енергийна ефективност, чийто размер възлиза на 630 хил. лв.

Комисията не приема възражението относно непризнаване на разходи за енергийна ефективност за основателно предвид мотивите, изложени в т. 1.3. от единния подход. Не може да бъде споделено разбирането на крайния снабдител, че предварителното финансиране на разходите за енергийна ефективност следва да се осигури изцяло чрез цената за задължения към обществото или чрез включването им в необходимите приходи на дружеството. Подобно разбиране напълно игнорира паралелното наличие на множество алтернативни източници на средства, които могат да бъдат използвани за постигане на индивидуалните цели, чието ангажиране, обаче, е извън компетентността на КЕВР. В тази връзка Комисията счита, че осигуряването на пълния финансов ресурс за целите на енергийната ефективност единствено чрез цените на електрическата енергия не съответства на принципите на ЗЕ.

В допълнение разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми, и
- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

Посочените разходи в горните искания не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са устойчивостени и т.н. Поради тези обстоятелства не е възможно да се прогнозира разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

Поради горните аргументи, предявените по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ разглеждани разходи не формират и разходи, които да бъдат включени в цената за задължения към обществото.

### 2.3.3. Ценообразуващи елементи

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

Разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и
- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

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

След извършен анализ на заявлението на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и извършените корекции, при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, цените на дружеството са, както следва:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.
	лв./kWh
<b>Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение</b>	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,15076
- Нощна	0,05279
<b>2. Една скала</b>	<b>0,15076</b>

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,11 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 366 710 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 2 959 581 MWh.

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

1. Цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01623 лв./kWh;
2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04825 лв./kWh;
3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00959 лв./kWh.

## 2.4. „ЕСП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ ООД

2.4.1 „ЕСП Златни Пясъци“ ООД не е подало заявление за утвърждаване на цени за продажба на електрическа енергия, считано от 01.07.2023 г.

В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай, че енергийното предприятие не е подало заявление или не е представило информацията по чл. 41 от НРЦЕЕ, Комисията може служебно да утвърди необходимите годишни приходи и цени въз основа на данните, с които разполага.

2.4.2. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД не е депозирало становище по приетите от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

### 2.4.3. Ценообразуващи елементи

В отговор на изпратено от КЕВР писмо с изх. № Е-13-77-5 от 04.04.2023 г., „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е предоставило информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

В резултат на извършените корекции в описания единен подход и при отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, цените на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД са, както следва:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.
	лв./kWh
<b>Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение</b>	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14187
- Нощна	0,07187
2. Една скала	-

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,11 лв./MWh;
- необходимите годишни приходи – 266 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 2 150 MWh.

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

1. Цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01623 лв./kWh;
2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01273 лв./kWh;
3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04341 лв./kWh.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2023 г. (включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)	
„Електрохолд Продажби“ ЕАД	4,24%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	3,78%



„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	5,43%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	20,14%
<b>СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ</b>	<b>4,37%</b>

Изказвания по т.3.:

Докладва П. Младеновски. След приемането на доклада на работната група от Комисията са проведени открито заседание и обществено обсъждане на доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2023 г. Получени са множество становища, включително от заинтересовани страни като Омбудсмана, Ясен Цветанов и т.н. На всички становища е отговорено мотивирано в проекта на решение. Голяма част от становищата са срещу определената прогнозна пазарна цена за следващия ценови период на електроразпределителните дружества. Според тях цената е прекалено ниска, според производителите е прекалено висока. В мотивите на настоящото решение подробно е описано защо цената се запазва спрямо доклада, а именно – изключителната динамика на пазарите през последния месец, дори два. Разгледана е кривата, която е представена в доклада. Отразява движението по дни от 01 май до 19 юни. Ясно е вижда, че има значителен спад надолу, което е основно движещо от газовите пазари, след което цената тръгва нагоре. Сега впоследствие цената отново тръгва надолу. Направен е извод, че към настоящия момент не съществува ясен тренд, като посоката му се изменя в зависимост от международните политически и икономически процеси, но имайки предвид глобалното забавяне на световната икономика, по-скоро очакванията са ценовите нива да се установят в някакво средно ниво. П. Младеновски счита, че едва ли ще се установят, а вероятно е да има редица бързи спадове, редувани с временни ценови пикове. Това се движи основно от решенията на централните банки в САЩ и в Европа, както и различните сигнали относно инфлацията и основно от решенията на организации като ОПЕК по отношение на ограничаването на предлагането на петрола, както решения на американското правителство по отношение на възстановяване на петролните запаси на САЩ. Всички тези новини всеки ден обръщат пазара нагоре и надолу, което рефлектира върху газовия и върху пазара на електрическа енергия в Европа. Прогнозите за пазарната цена са запазени на същите нива като в доклада. Те представляват едно средно ниво на постигнатите стойности през изминалите два месеца. По отношение на производителите на електрическа енергия не са извършени корекции спрямо предложените цени в доклада, освен в цената на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, при което е прието за основателно искането на дружеството по отношение на емисионния коефициент. Взети са отчетните данни за постигнатия инфлационен коефициент през предходната 2022 г. и са заместени с използвания от работната група в самия доклад. Това води до минимално увеличаване на цената на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, а именно от 316,61 лв./MWh, предложени в доклада, до 318,77 лв./MWh в представения проект на решение.

По отношение на обществения доставчик, тук има сериозни промени предвид обстоятелството, че Министерът на енергетиката е издал Заповед, съгласно която общественият доставчик е задължен да закупи 2 200 000 MWh електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Трябвало е енергията, произведена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, да се включи в съответната миксова цена на електрическа енергия. В тази връзка е заместена електрическа енергия от американските централи, като по-голямо количество от тях е било освободено за свободен пазар, а енергията от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е намалена от 570 MW средночасово на 450 MW, като 120 MW или около 1 млн. MWh са били освободени за реализация на свободния пазар.

И. Н. Иванов каза, че е от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД.

П. Младеновски обясни, че това е довело до повишаване на цената на електрическата енергия за регулиран пазар, която частично е била компенсирала от по-

голяма компенсация на обществения доставчик от ФСЕС, където работната група се е съобразила със становището на Фонда по отношение на по-малките очаквания от събираемост от 5% вноски предвид обстоятелството, че голяма част от енергията, която се произвежда в монета от нови ВЕИ централи, които съгласно ЗЕ въведените в експлоатация след 2021 г. не внасят във Фонда 5% вноски. Отчетено е освобождаването на допълнителни квоти за продажба на тръжната платформа ЕЕХ от Министерството на енергетиката. Получено е писмо от МЕ, с което МЕ чрез МОСВ уведомява Европейската комисия, че се отказва от квотите по чл. 10в от Директивата и предлага тези допълнителни 5 млн. квоти да бъдат реализирани на тръжната платформа на ЕЕХ. Това е довело до по-високи приходи във ФСЕС от квоти, които реално са покрили 133 млн. допълнително, както и част от допълнителните приходи, които са за компенсация на обществения доставчик, за да може да се запази цената в приемливи граници. Цената на обществения доставчик в резултат на това е увеличена минимално от 113,50 лв./MWh на 115,80 лв./MWh. Задълженията към обществото остава в размер на 0 лв. Съответно са отразени актуалните разходи на Фонда за изплащане на премии на ВЕИ централи, за топлофикациите съгласно решението, както и допълнителните приходи, които е поискал ФСЕС във връзка с изпълнение на задълженията си по чл. 36б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ по финансиране на програма на лихви за енергийна ефективност. Другото ново спрямо доклада е корекцията, която е приложена спрямо обществени доставчик. Тя е актуализирана от 40 млн. лв. на 90 млн. лв. в резултат на използване на отчетните данни и за действително закупената електрическа енергия. Общественият доставчик е искал да бъде компенсиран за използване на допълнителни количества електрическа енергия за задоволяване нуждите на регулирания пазар от американските централи. След направена справка на произведените количества енергия е установено, че произведените количества енергия от двете американски централи (разликата е била около 38 хил. MWh) напълно съвпадат с определените от Комисията квоти за второ шестмесечие, когато реално е по-високата консумация на клиентите на крайните снабдителите. В тази връзка са направени допълнителни проверки, от които се е установило, че общественият доставчик, за който е изискана информация от борсата, е закупил тези допълнителни количества именно от свободния пазар, където цената е значително по-ниска от тази на „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД. При отразяване на надвнесения приход са използвани именно тези данни, които са довели да увеличаване от 40 млн. лв. на 91 248 хил. лв. надвзет приход, който би следвало Фондът да удържи от бъдещи плащания към обществения доставчик. Допълнително са признати разходите на обществения доставчик за претърпени разходи за капиталова инвестиция на „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД, но само за 10 млн. евро, само за главницата по първата вноски, съгласно сключеното споразумение за изкупуване на електрическа енергия, за което общественият доставчик е бил осъден да заплати. Към тази сума не са прибавени допълнителна сума от близо 10 млн. лв., която включва лихви, неустойки и ДДС на тази първа вноски.

По отношение на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД корекцията за надвзет приход е увеличена от 24 млн. лв. на 30 млн. лв., съгласно актуалните отчетни данни към 01 юни. Корижирана е и сумата, която ЕСО ЕАД следва да изплаща по силата на ИТС механизма. Това е довело до минимално увеличение на цената за достъп и намалението на цените за достъп, на всичките три цени за достъп и до намаление на цената за пренос.

По отношение на електроразпределителните дружества, там съобразно актуалните данни към 01 юни за пренесена електрическа енергия и постигнати целеви нива, Z факторите са увеличени. Съответно на ЧЕЗ е близо 60 млн. лв., на ЕВН до 57 млн. лв. и минимално на Енерго-Про, предвид обстоятелството, че това е единственото дружество, чиято прогноза е била по-висока от реалния отчет за пренесена енергия. Явно е допусната грешка при самото заявление, тъй като действително тя не отговаря на поредицата на

месеци на намаляващия пренос на електрическа енергия. В м. април е имало значително по-голямо количество сложено.

П. Младеновски подчерта, че това е първото ценово решение, в което се налагат такива огромни корекции, и то на всички дружества по веригата – пренос, разпределение, производство. Енергийната криза, която е била през миналата година, е позволила на дружествата да генерират огромни печалби, които следва да се отразят като надвзети приходи. Например общественият доставчик винаги е бил компенсиран за изкупуваната електрическа енергия от американските централи, като в случая компенсацията за първи път е с отрицателен знак - 90 млн. лв., които са породени от по-ниската цена на квотите, спрямо заложената за ценовия период. При ЕСО ЕАД има надвзет приход 30 млн. лв. При ЕРП-та има надвзети приходи между 20 млн. лв. и 60 млн. лв. Именно енергийната криза е позволила на енергийните дружества да съберат огромни печалби, които сега следва като регулирани дружества да се отнемат в обществен интерес. В тази връзка при крайните снабдители разликите, които са спрямо доклада, се дължат само на минимално по-високата цена на обществения доставчик, която води до изменение на надценката, тъй като тя е фиксирана съгласно Наредба №1 като процент от разходите за закупуване на енергия, което е довело и до по-високото изменение на цените спрямо предложеното в доклада. За клиентите на „Електрохолд Продажби“ ЕАД е 4,24%, за клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е 3,78%, за клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД - 5,43%, „ЕСП Златни Пясъци“ ООД - 20,14%. При „ЕСП Златни Пясъци“ ООД Z факторът става положително число, като са се получили отчетните данни. При такива сезонни доставки, които зависят от развитието на сезона, там винаги колебанията в цените са много сериозни. Миналата година крайната цена там е паднала с 18 – 19%, тази година се връща обратно с 20% нагоре. При „ЕСП Златни Пясъци“ ООД поради малкото енергия, която се разпределя, и сезонния характер, винаги има такива колебания. Среднопретегленото изменение е в размер на 4,37%.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката и чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо във връзка с чл. 21, ал. 1, т. 8а и 8в и чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 6, т. 9, т. 10, т. 13, т. 17 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 1, т. 3 – 6, т. 10 и чл. 3, ал. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, работната група предлага на Комисията да вземе решение, така както подробно е описано в проекта на решение, предоставено на Комисията.

И. Н. Иванов коментира таблицата, която е свързана с формирането на миксовата цена. Преди Заповедта на министъра на енергетиката, се е предвиждало от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД да бъдат включени в микса около 5 млн. MWh електроенергия, колкото са бил миналата година. След Заповедта на министъра, която изисква 2 200 хил. MWh електроенергия да бъдат включени в микса. Председателят вижда, че от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД само с 1 млн. MWh е намалението на количеството електроенергия. И. Н. Иванов попита къде е другият 1 млн. MWh.

П. Младеновски отговори, че е започнал докладването именно с това. Намалено е първо общото количество електрическа енергия до минимума от „Ей И Ес -3С Марица изток 1“ ЕООД, след което е предвидено значително по-високо количество спрямо доклада, което общественият доставчик следва да реализира на свободния пазар. Същото е направено и при „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД. Там не е намалено количеството, тъй като то е на минимума и е само до м. февруари, но е предвидена по-голяма квота, която би следвало да реализират на свободния пазар. Тоест тези 2 200 хил. MWh, вкарвайки ги в регулирания пазар, са предвидени допълнителни количества от двете американски централи, от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за реализация на свободния пазар, така че може би поне през зимния период това ще има благоприятно влияние върху свободния пазар.

И. Н. Иванов заключи, че отражението на тази Заповед за включването на тези 2 200 хил. MWh електроенергия, произведена от „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД, не води до

драстична промяна на цената. То е под 1%, 0,4 – 0,5%. П. Младеновски е съобщил средната цена за регулирания пазар, общо за четирите дружества е в размер на 4,37% повишение. При доклада повишението е било 3,63%, което означава, че с 0,74% се повишава в резултат на настъпилите промени между изготвянето на доклада и проекта на решение.

А. Йорданов добави за прецизност, че Заповедта на министъра за допълнителни задължения към обществото в полза на „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД не води до съществени изменения вследствие на това, че като ответна мярка министерството освобождава за продажба квоти на емисии, които ще се получат като приходи във ФСЕС, иначе самостоятелно би довело до съществено изменение в крайните цени.

И. Н. Иванов потвърди това и каза, че такова действие от страна на изпълнителната власт в качеството на министъра, може да се изпълнява още през следващата 2024 г., защото от 01.07.2025 г., ако не настъпят промени в документите на Европейския съюз, има ясен ангажимент съгласно Регламента, че от 01.07.2025 г. се забранява всякакво държавно субсидиране на въглищните централи. Може да настъпи промяна, но за момента е така. Намерен е добрият баланс, принос има министерството.

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

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката и чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо във връзка с чл. 21, ал. 1, т. 8а и 8в и чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 6, т. 9, т. 10, т. 13, т. 17 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 1, т. 3 – 6, т. 10 и чл. 3, ал. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

#### КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

#### РЕШИ:

I. Определя за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.:

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

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители								
	Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	„Ей И Ес - ЗС Марица Изток 1“ ЕООД	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	ВИ	ОБЩО
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.23	62 027	275 280	74 400	110 000	250 000	175	34 915	<b>806 797</b>
авг.23	70 222	275 280	74 400	100 000	260 000	129	28 069	<b>808 101</b>
сеп.23	100 936	180 000	72 000	100 000	250 000	127	22 531	<b>725 594</b>
окт.23	90 372	186 250	74 500	180 000	320 000	112	14 737	<b>865 971</b>
ное.23	88 214	237 600	108 000	300 000	320 000	374	4 363	<b>1 058 551</b>
дек.23	107 204	334 800	238 080	330 000	410 000	395	4 674	<b>1 425 153</b>
яну.24	89 217	379 440	238 080	330 000	450 000	484	19 707	<b>1 506 927</b>
фев.24	79 331	447 600	255 360	280 000	99 500	442	21 324	<b>1 183 558</b>

мар.24	246 257	445 800	364 070	310 000	0	459	28 353	<b>1 394 939</b>
апр.24	37 656	360 000	352 800	150 000	0	151	32 577	<b>933 183</b>
май.24	54 237	446 400	238 080	20 000	0	145	37 086	<b>795 948</b>
юни.24	44 221	373 550	110 230	157 000	0	138	33 119	<b>718 258</b>
юли.23 - юни.24	<b>1 069 894</b>	<b>3 942 000</b>	<b>2 200 000</b>	<b>2 367 000</b>	<b>2 359 500</b>	<b>3 132</b>	<b>281 455</b>	<b>12 222 981</b>

2. Количество електрическа енергия в размер на 100 000 MWh от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за периода м. март 2024 г. – м. юни 2024 г. за обезпечаване работата на ПАВЕЦ в помпен режим и покупко-продажба на свободния пазар, с цел осигуряване на сигурността на снабдяването за клиентите на регулирания пазар.

3. Количества електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители – 12 222 981 MWh, от които:

- за „Електрохолд Продажби“ ЕАД – 4 926 799 MWh;
- за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 334 451 MWh;
- за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 2 959 581 MWh;
- за „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – 2 150 MWh.

4. Процедурата за заявяване и разпределението на количества електрическа енергия от обществения доставчик към производителите за покриване на потреблението на крайните снабдители се осъществява съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия и сключените договори между обществения доставчик и съответното енергийно дружество.

## II. Утвърждава, считано от 01.07.2023 г.:

1. Цена за задължения към обществото в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС, приходите от която цена се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Цената за задължения към обществото се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, крайните снабдители и електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

2. На АЕЦ Козлодуй“ ЕАД цена, по която продава електрическа енергия на обществения доставчик, в размер на 63,48 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 991 243 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 15 615 000 MWh.

3. На „Национална електрическа компания“ ЕАД:

3.1. Цена на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 83,87 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 264 287 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 3 151 095 MWh;

3.2. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, в размер на 115,80 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 6,81 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 1 415 421 хил. лв. и количество електрическа енергия – 12 222 981 MWh.

4. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

4.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 1,02 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 34 065 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 330 000 MWh;

4.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 2,43 лв./MWh, без ДДС, която се дължи от производители на електрическа енергия, с изключение на тези от слънчева и вятърна енергия, при необходимими годишни приходи 99 694 хил. лв. и количества електрическа енергия 40 979 000 MWh;

4.3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 4,86 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 17 657 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 3 630 000 MWh. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане;

4.4. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 15,21 лв./MWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи 507 063 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 330 000 MWh.

#### 5. На електроразпределителните дружества:

5.1. На „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД цени за третата ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 411 583 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 315 039 MWh, както следва:

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02683 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00754 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01065 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04232 лв./kWh.

5.2. На „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени за третата ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 385 263 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 637 854 MWh, както следва:

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02617 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00803 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01080 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04366 лв./kWh.

5.3. На „Електроразпределение Север“ АД цени за третата ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 295 448 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 5 490 283 MWh, както следва:

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,03090 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00959 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,02108 лв./kWh;

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

5.4. На „Електроразпределение Златни пясъци“ АД цени за третата ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 3 220 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 57 364 MWh, както следва:

- цена за достъп до електроразпределителна мрежа – 0,01273 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04341 лв./kWh.

6. На крайните снабдители:

6.1. На „Електрохолд Продажби“ ЕАД:

6.1.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителна мрежа на ниско напрежение, при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,11 лв./MWh, необходимими годишни приходи – 610 460 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 4 926 799 MWh, както следва:

<b>„Електрохолд Продажби“ ЕАД</b>	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.
	лв./kWh
<b>Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение</b>	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14875
- Нощна	0,05997
<b>2. Една скала</b>	<b>0,14875</b>

6.1.2. Клиентите на „Електрохолд Продажби“ ЕАД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

- цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01623 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00754 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04232 лв./kWh.

6.2. На „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД:

6.2.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,11 лв./MWh, необходимими годишни приходи – 537 065 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 4 334 451 MWh, както следва:

<b>„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД</b>	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.
	лв./kWh
<b>Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение</b>	

<b>„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД</b>	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.
	лв./kWh
<b>1. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,14667
- Нощна	0,05531
<b>2. Една скала</b>	<b>0,14667</b>

6.2.2. Клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

- цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01623 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00803 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04366 лв./kWh.

6.3. На „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД:

6.3.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,11 лв./MWh, необходими годишни приходи – 366 710 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 2 959 581 MWh, както следва:

<b>„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД</b>	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.
	лв./kWh
<b>Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение</b>	
<b>1. Две скали</b>	
в т.ч. - Дневна	0,15076
- Нощна	0,05279
<b>2. Една скала</b>	<b>0,15076</b>

6.3.2. Клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

- цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01623 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00959 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04825 лв./kWh.

6.4. На „ЕСП Златни пясъци“ ООД:

6.4.1. Цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи: компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 8,11 лв./MWh, необходими годишни приходи – 266 хил. лв. и прогнозни количества електрическа енергия – 2 150 MWh, както следва:



„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.
	лв./kWh
<b>Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение</b>	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14187
- Нощна	0,07187
2. Една скала	–

6.4.2. Клиентите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД заплащат и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

- цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа – 0,01623 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителна мрежа – 0,01273 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04341 лв./kWh.

III. Отказва на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

IV. Отказва на „ТЕЦ Бобов дол“ АД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

V. Отказва на „ТЕЦ Марица 3“ АД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

VI. Отказва на „Топлофикация Русе“ АД да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик.

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

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

**По т.4.** Комисията, след като разгледа **заявление с вх. № Е-13-147-2 от 31.03.2023 г. от държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, допълнителна информация, постъпила с писмо с вх. № Е-13-147-4 от 13.06.2023 г., събраните данни от проведеното на 01.06.2023 г. открито заседание и на 06.06.2023 г. обществено обсъждане, установи следното:**

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите,

предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 15 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежи цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт. В тази връзка държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ (ДП НКЖИ) е подало заявление с вх. № Е-13-147-2 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

В Регламент за изпълнение (ЕС) 2015/909 на Комисията от 12 юни 2015 година относно реда и условията за изчисляване на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга (Регламент за изпълнение 2015/909) са уредени редът и условията за изчисляване на преките разходи за извършването на влаковата услуга. Според посочения регламент ДП НКЖИ следва да прилага такси за минимален достъп до железопътната инфраструктура, които се определят на равнището на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга. Преките разходи за цялата мрежа се изчисляват като разликата между, от една страна, разходите за предоставяне на услугите от пакета за минимален достъп и за достъп до инфраструктурата, която свързва обслужващи съоръжения, и от друга страна, недопустимите разходи (чл. 3, пар. 1 от Регламент за изпълнение 2015/909). Като преки разходи, които следва да се включат в пакета за минимален достъп съгласно Регламент за изпълнение 2015/909, се определят разходите за поддръжка и ремонт на контактната мрежа, без разходите за амортизации на контактната мрежа, разходите за механизация и разходите за персонал, свързан с експлоатацията на контактната мрежа, т.е. разходите, включени в пакета за минимален достъп, следва да бъдат извадени от цената за разпределение на тягова електрическа енергия.

Съгласно чл. 35, ал. 3 от Закона за железопътния транспорт, размерът на таксите се определя от управителя на железопътната инфраструктура съгласно методика за изчисляване на инфраструктурните такси (пакет за минимален достъп), събирани от управителя на инфраструктурата, приета от Министерския съвет по предложение на министъра на транспорта, информационните технологии и съобщенията.

Назначената със Заповед № 3-Е-141 от 11.04.2023 г. на председателя на КЕВР работна група е извършила анализ на данните, съдържащи се в подаденото от ДП НКЖИ заявление. Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-665 от 22.05.2023 г. който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 169 от 26.05.2023 г., т. 4. В изпълнение на разпоредбата на чл. 47 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) е проведено открито заседание на 01.06.2023 г. Постъпило е становище с вх. № Е-13-147-3 от 30.05.2023 г. от ДП НКЖИ, в което дружеството е посочило, че приема изводите в приетия от Комисията доклад.

На основание чл. 48 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 179 от 02.06.2023 г., т. 3 е приела проект на решение за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, който е подложен на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ, проведено на 06.06.2023 г. След проведеното обществено обсъждане не са постъпили становища по представения проект на решение.

## **I. Предоставена от ДП НКЖИ информация**

Със заявление с вх. № Е-13-147-2 от 31.03.2023 г. ДП НКЖИ е предложило за третата ценова година от четвъртия регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия в размер на 0,15996 лв./kWh, без ДДС, при следните ценообразуващи елементи:

1. Прогнозната стойност на експлоатационни разходи, административни разходи и разходи с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за

амортизации, в размер 30 200 хил. лв.;

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 16 352 хил. лв.;
3. Прогнозна стойност на технологичните разходи по разпределение – 7 600 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 4,7% от количеството активна електрическа енергия, постъпваща в мрежата на ДП НКЖИ;
4. Регулаторна база на активите (РБА), включваща:
  - призната балансова стойност на активите – 153 852 хил. лв.;
  - среден номинален размер на инвестициите – 9 191 хил. лв.;
  - необходим оборотен капитал (НОК) – 4 990 хил. лв.;
  - балансова стойност на активи, придобити по безвъзмезден начин – 87 514 хил. лв.;
5. Норма на възвръщаемост на капитала – 1,14%;
6. Електрическа енергия, разпределена до потребителите на тягова енергия – 327 160 MWh.

## II. Ценообразуващи елементи

С Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г. КЕВР е утвърдила на ДП НКЖИ продължителност от 3 (три) години на четвъртия регулаторен период, като за първия ценови период от четвъртия регулаторен период е утвърдила цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 0,12979 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи от 43 401 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 285 412 MWh.

С Решение № Ц-20 от 01.07.2022 г. КЕВР е утвърдила на ДП НКЖИ цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за втората ценова година от четвъртия регулаторен период в размер на 0,14274 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи от 37 044 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 304 059 MWh.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията утвърждава цени и необходимими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ.

Предмет на настоящото административно производство е утвърждаването на необходимими приходи и цена на ДП НКЖИ за третата ценова година от четвъртия регулаторен период. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи, респективно цени, могат да се коригират: с инфлационен индекс за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт (НСИ), съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации); с коефициент за подобряване на ефективността; с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходимими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнение на определените от Комисията целеви показатели и разлика между прогнозните и

реализираните инвестиции; в резултат на изпълнени и отчетени инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка.

При прилагане на метода „горна граница на приходи“ се извършва и корекция с фактора Z, която се изчислява по реда на чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ. След анализ на данните във връзка с корекциите на утвърдените през предходния ценови период необходими годишни приходи и цени на електроразпределителните дружества, каквото е и ДП НКЖИ и при отчитане на постигнатите резултати, Комисията прилага следния подход:

В съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г. на КЕВР за първата година на четвъртия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

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

- експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-20 от 01.07.2022 г.;

- разходите за амортизации;
- разходите за балансиране;
- стойностите на елементите на РБА, освен стойността на необходимия оборотен капитал (НОК);

- среднопретеглената норма на възвръщаемост.

Съгласно чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ в случай, че дружеството не представи информация и необходимите документи или се приеме, че стойността на оборотния капитал е необоснована, то неговата стойност се определя като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. В тази връзка, НОК е коригиран на 3 920 хил. лв.

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи. По силата на чл. 28, ал. 3 от НРЦЕЕ прогнозните нива на технологичния разход се остойностяват по сумата от прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на операторите на електроразпределителни мрежи, цената за задължения към обществото и цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа. В Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. е изчислена прогнозна пазарна цена за операторите на електроразпределителни мрежи в размер на 254,91 лв./MWh, разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh, цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 1,02 лв./MWh, цена пренос през електропреносната мрежа в размер на 15,21 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 0,00 лв./MWh.

На основание чл. 3, ал. 2, т. 2, пр. 2 и чл. 38, ал. 4, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ за утвърждаването на цена на ДП НКЖИ за разпределение на тягова електрическа енергия

по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за третата година от четвъртия регулаторен период са извършени следните годишни корекции:

### 1. Корекция с инфлационен индекс за предходен период.

Извършена е корекция върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) с инфлационен индекс в размер на 15,3% за предходен период на основата на данни от НСИ относно индекса на потребителските цени за 2022 г.

### 2. Корекция с показатели за качество

Не е извършвана корекция с показатели въз основа на изпълнението, тъй като дейността на дружеството е специфична спрямо дейността на другите електроразпределителни дружества и към момента за дружества от категорията на ДП НКЖИ Комисията не е определила целеви показатели.

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

Извършена е корекция в резултат на изпълнени и отчетени инвестиции, въз основа на данни за активите по видове дейности съгласно представените отчети, в размер на (минус) -109 хил. лв., която е изчислена, както следва:

хил. лв.

ДП НКЖИ		021 г. (И1)	022 г. (И2)	023 г. (И3)
		тчет	тчет	лан
	Инвестиции – общо	153	8 879	7 749
	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	247	6 134	749
	Нетна амортизация, Ап	12	195	195
	Номинален размер на инвестициите, (р.1-р.2-р.3)	195	550	805
	Среден номинален размер на инвестициите, $I=(2,5*I1 + 1,5*I2+0,5*I3)/3$ , съгласно стойностите на р.1	6 238		
	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г.	9 191		
	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2+0,5*A3)/3$ , съгласно стойностите на р.3	1 390		
	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г., хил. лв.	1 435		
	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*1,14%+(р.7-р.8), приложена в Решение № Ц-20 от 01.07.2022 г.	-48		
0	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период (р.5-р.6)*1,14%*2+(р.7-р.8)*2-р.9	-109		

4. Корекция с фактора Z на стойност (минус) -3 982 хил. лв., при изчисляването на която е взето предвид следното:

Технологичният разход за пренос на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт е утвърден от КЕВР с Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г. в размер на 4,7% от пренесената електрическа енергия.

Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

$P_{утв.}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 43 401 хил. лв.;

$P_{отч.}$  – отчетени приходи в размер на 46 041 хил. лв., формирани от ДП НКЖИ въз основа на отчетени количества разпределена тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт и отчетни приходи за периода от 01.07.2022 г. до 31.05.2023 г., както и прогнозни количества и приходи за месец юни 2023 г.;

$E_{прог.}$  – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 304 059 MWh;

$E_{отч.}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 322 550 MWh, посочени от ДП НКЖИ, формирани въз основа на отчетени количества разпределена тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт и отчетени приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2022 г. до 31.05.2023 г., както и прогнозни количества и приходи за месец юни 2023 г.;

$TR_{одоб.}$  – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 4,7%;

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

$C_{тр.1}$  – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която ДП НКЖИ е закупило електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 368,62 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни относно закупените количества от пазара „Ден напред“ от БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2022 г. до 31.05.2023 г. и прогноза за м. юни 2023 г. на ДП НКЖИ, намалена с получените компенсация по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

ДП НКЖИ		
MWh	Количество електрическа енергия, закупено от платформите на БНЕБ ЕАД,	192
	Разходи, хил. лв.	546
	Постигнатата среднопретеглена цена, лв./MWh	11,18
	Получени компенсация, хил. лв.	79
	Разходи след компенсация, хил. лв.	867
	Постигнатата цена след компенсация, лв./MWh	01,54
	Постигнатата цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	46,25

	$\text{Ц}_{\text{тр.}}^1$ (с прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране ), лв./MWh	68,62
--	---	-------

$P_{t-2}$  в размер на (минус) - 171 хил. лв. е изчислен като разлика между стойността на фактора  $Z$  за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. ( $Z_{t-1}$ ), в размер на (минус) - 2 306 хил. лв., определен на база на отчетни данни и стойността на фактора  $Z$  ( $Z_{t-1}$ ), използван в Решение № Ц-20 от 01.07.2022 г. на КЕВР, в размер на (минус) - 2 135, при изчислението на който са използвани отчетни данни за периода от 01.07.2021 г. – 31.05.2022 г. и прогнозни данни за м. юни 2022 г. Изчисленията на  $Z_{t-1}$  са извършени по горната формула, където:

$P_{\text{утв.}}$  – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 37 041 хил. лв.;

$P_{\text{отч.}}$  – отчетени приходи в размер на 40 298 хил. лв. съгласно представената от ДП НКЖИ информация със заявление с № Е-13-147-2 от 31.03.2023 г. за отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г.;

$E_{\text{прог.}}$  – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 285 412 MWh;

$E_{\text{отч.}}$  – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 310 484 MWh, съгласно представената от ДП НКЖИ информация със заявление с вх. № Е-13-147-2 от 31.03.2023 г.;

$TR_{\text{одоб.}}$  – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 4,7%;

$\text{Ц}_{\text{тр.}}$  – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 187,68 лв./MWh;

$\text{Ц}_{\text{тр.1}}$  – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 181,12 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден-напред“ на БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопотеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г., намалена с получените компенсация по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

ДП НКЖИ		
	Количество електрическа енергия за технологичен разход, MWh	1 240
	Разходи, хил. лв.	770
	Постигната среднопотеглена цена, лв./MWh	35,38
	Получени компенсация, хил. лв.	660
	Разходи след компенсация, хил. лв.	110
	Постигната цена след компенсация, лв./MWh	87,68
	Постигната цена изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	81,12
	$\text{Ц}_{\text{тр.}}$ (с прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната	

мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране), лв./MWh	02,07
---	-------

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт на ДП НКЖИ са следните:

<b>ДП НКЖИ</b>		
	Експлоатационни и административни разходи	6 953
	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	404
	Разходи за амортизации	1 017
	Регулаторна база на активите	0 633
.1.	Призната балансова стойност на активите	7 523
.2.	Среден номинален размер на инвестициите	191
.3.	Необходим оборотен капитал	920
	Норма на възвръщаемост на капитала	,14%
	Възвръщаемост (р.4*р.5)	77
	Корекция с инфлационен индекс (И)	124
	Корекция с инвестиции	109
	Корекция с фактор Z	3 982
<b>0</b>	<b>Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)</b>	<b>2 984</b>
<b>1</b>	<b>Количество електрическа енергия за разпределение</b>	<b>27 160</b>

Предвид горното, цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за третата ценова година на четвъртия регулаторен период е в размер на 0,13139 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи – 42 984 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 327 160 MWh.

Изказвания по т.4.:

Докладва М. Трифонов. След проведеното открито заседание с дружеството заявител е постъпило писмено становище, в което обявява, че няма възражения по представения доклад. След проведеното обществено обсъждане не са постъпили становища от заинтересованите страни. Направени са корекции като разлика в обявените цени с доклада и с проекта на решение, който е представен. Това са корекции относно м. март, април и май, които са били прогнозни, с реална отчетна информация. Предвид това цената е преизчислена на 0,13139 лв./kWh. Повишението е с под 2 лв./MWh.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 15 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, работната група предлага на Комисията да вземе следното решение:

**КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ  
РЕШИ:**



Утвърждава, считано от 01.07.2023 г., на държавно предприятие „Национална компания железопътна инфраструктура“ цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за третата ценова година от четвъртия регулаторен период в размер на 0,13139 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 42 984 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 327 160 MWh.

И. Н. Иванов се коригира, че цената, която е съобщил, е коригираната. Спрямо нея тя е с 2 лв./MWh приблизително по-висока от тази, която е била в доклада, поради това че се е работило с отчетни данни за следващото тримесечие.

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

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 15 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия,

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

Утвърждава, считано от 01.07.2023 г., на държавно предприятие „Национална компания железопътна инфраструктура“ цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за третата ценова година от четвъртия регулаторен период в размер на 0,13139 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 42 984 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 327 160 MWh.

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

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

### РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

#### По т.1. както следва:

Определя преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, считано от 01.07.2023 г.

#### По т.2. както следва:

I. Утвърждава пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, считано от 01.07.2023 г.

#### По т.3. както следва:

Утвърждава цени в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2023 г.

**По т.4.** както следва:

Утвърждава, считано от 01.07.2023 г., на държавно предприятие „Национална компания железопътна инфраструктура“ цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за третата ценова година от четвъртия регулаторен период в размер на 0,13139 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи – 42 984 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 327 160 MWh.

**Приложения:**

1. Решение на КЕВР № Ц-13 от 30.06.2023 г. - определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, считано от 01.07.2023 г.;

2. Решение на КЕВР № Ц-12 от 30.06.2023 г. - извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.07.2023 г.;

3. Решение на КЕВР № Ц-14 от 30.06.2023 г. - утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2023 г.;

4. Решение на КЕВР № Ц-15 от 30.06.2023 г. - утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт

**ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:****ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

.....

**А. Йорданов**

.....

**Б. Голубарев****ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ****ЗА ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:****ЮЛИЯН МИТЕВ***(Съгласно Заповед № 607 от 19.06.2023 г.)*

Протоколирал:

А. Фикова - главен експерт