



ПРОТОКОЛ

№ 169

София, 26.05.2023 година

Днес, 26.05.2023 г. от 10:01 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членът на Комисията Благой Голубарев и Юлиан Митев – за главен секретар, съгласно Заповед № 451 от 12.05.2023 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.

Председателя доц. д-р Иван Н. Иванов отбеляза, че днешното заседание е едно от най-важните заседания на Комисията, ежегодно, с оглед оповестяването на цените в сектор „Електроенергетика“, които ще влязат в сила от 01.07.2023 г.

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. Доклад с вх. № Е-Дк-662 от 22.05.2023 г. и 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.

Членове на работна група: Пламен Младеновски,
Елена Маринова, Боян Паунов, Ана Иванова, Радослав Након,
Радостина Методиева, Радослав Райков и Силвия Петрова

2. Доклад с вх. № Е-Дк-663 от 22.05.2023 г. относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.07.2023 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. Доклад с вх. № Е-Дк-664 от 22.05.2023 г. 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, Силвия Петрова

4. Доклад с вх. № Е-Дк-665 от 22.05.2023 г. 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, Силвия Петрова

По т.1. Комисията разгледа доклад 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.

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 коефициентът, отразяващ изменението на стойността на ценообразуващите елементи, се определя като произведение от: изменението на разходите за суровина за производство на електрическа енергия от биомаса, на разходите за горива за транспорта, необходими за доставка на суровината за производство на електрическа енергия, и на разходите за труд и работна заплата, необходими за добиването и обработката на суровината за производство на електрическа енергия и производство на електрическа енергия от ВИ, изразено в проценти, и дела на съответния ценообразуващ елемент от общите разходи, изразен в проценти. Процентът на изменение на разходите за суровините за производство на електрическа енергия от биомаса се определя, като се вземат предвид определените и обявени от министъра на земеделието 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.

ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИ ЦЕНИ ЗА ИЗКУПУВАНЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ ВЪЗОБНОВЯЕМИ ИЗТОЧНИЦИ

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.¹ и Презентация от 21.02.2023 г.² (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems), pvxchange.com³ и два доклада на IRENA⁴ (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 (ЕС).

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 фотоволтаични електрически централи (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, 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 създалото се икономическо положение в резултат на кризата в Украйна, както и от засиленият 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 презентацията 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.⁵

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

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

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

⁴<https://www.irena.org/>

⁵изчисленията 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> и <https://www.exchangerates.org.uk/USD-EUR-spot-exchange-rates-history-2021.html>

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 оферти⁶ 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 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

⁶https://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-fotovoltaichna-tsentrала-30kw-CID632-ID8brOp.html>
<https://www.olx.bg/d/ad/izgrazhdane-na-fotovoltaichni-tsentrалi-CID632-ID8XhUj.html>
<https://www.slavey.eu/2023/01/13/offer-jan-2023/>

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 настоящия доклад, 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, среднопретеглена норма на възвръщаемост в размер на 7% осигурява финансов ресурс за покриване на допълнителни невключени разходи и произтичащи от закона задължения, и следва да се запази.

4. Средногодишна продължителност на работа на централите

За определянето на средногодишната продължителност на работа на ФТЕЦ с писмо с изх. № Е-04-13-2 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 настоящия доклад. Размерът на експлоатационните разходи е определен като процент от инвестиционните разходи.

Предвид факта, че преференциалната цена се определя за дългосрочен период, през който съществуват възможности за оптимизация чрез използване на бързото развитие на инженерните технологии и предприетата от собственика на централата стратегия на поддръжка, средната стойност на експлоатационните разходи следва да е в границите на минималните нива възприети от инвеститорите в световен мащаб. В резултат на това, разходите за експлоатация и поддръжка включват разходи за ремонти, материали, разходи за опазване на околната среда и др. В тази връзка в годишен план разходите за поддръжка за 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 технико – икономически живот. В тази връзка разходите за амортизация са осреднени и са изчислени на база полезния живот на основното оборудване при отчитане на инвестиционните разходи за изграждане на нова централа.

В допълнение към горното и предвид разпоредбата на чл. 31, ал. 2, т. 1 от ЗЕВИ, договорите за изкупуване на електрическа енергия, сключени между крайните снабдители и производителите, следва да бъдат в съответствие с чл. 31, ал. 3 от ЗЕВИ, като сроковете за изкупуване започват да текат от датата на въвеждане в експлоатация на енергийния обект, съответно от датата на въвеждане в експлоатация на първия етап, при поетапно въвеждане в експлоатация, а за обектите по чл. 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)	%
<i>ФТЕЦ с инсталирана мощност до 5 kWp, монтирани на покриви и фасади</i>		
Цена, в т.ч.	208,80	100,00%
за експлоатационните разходи	38,55	18,46%
за разходи за амортизации	116,52	55,80%
за възвръщаемост	53,73	25,73%
<i>ФТЕЦ с инсталирана мощност над 5 до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади</i>		
Цена, в т.ч.	172,88	100,00%
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 - царевича за силаж е 129,7, т.е. 29,7%, а за оборски тор е 123,6, т.е. 23,6%.

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 царевича 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 снабдителни 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>		
Цена, в т.ч.	310,13	100,00%
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 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:

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)	%
ЕЦ до 500 kW		
Цена, в т.ч.	535,64	100,00%
за експлоатационните разходи	386,74	72,20%
за разходи за амортизации	84,12	15,71%
за възвръщаемост	64,78	12,09%
ЕЦ от 500 до 1500 kW		
Цена, в т.ч.	504,90	100,00%
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>		
Цена, в т.ч.	462,15	100,00%
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>		
Цена, в т.ч.	361,00	100,00%
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 19,09%.
- 1.2. Разходи за работни заплати в размер на:
– За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 15,94 лв./MWh, или 3,86%.
- 1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
– За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 7,78 лв./MWh, или 1,88%.
- 1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
– За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 187,12 лв./MWh, или 45,25%.

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 12,96%, получен при следната формула: **12,96%=24,73%*29,7%+18,40%*23,6%+1,79%*44,49%+3,68%*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>		
Цена, в т.ч.	413,50	100,00%
за експлоатационните разходи	289,78	70,08%
за разходи за амортизации	67,60	16,35%
за възвръщаемост	56,12	13,57%

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 19,52%.

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 – 42,02 лв./MWh, или 8,80%.

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 – 7,61 лв./MWh, или 1,59%.

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 – 183,13 лв./MWh, или 38,37%.

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 11,93%, получен при следната формула: **11,93%=21,46%*29,7%+15,96%*23,6+1,56%*44,49%+8,59%*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>		
Цена, в т.ч.	477,30	100,00%
за експлоатационните разходи	325,93	68,29%
за разходи за амортизации	82,62	17,31%
за възвръщаемост	68,75	14,40%

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>		
Цена, в т.ч.	361,99	100,00%
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>ЕЦ до 5 MW</i>		
Цена, в т.ч.	209,93	100,00%
за експлоатационните разходи	117,20	55,83%
за разходи за амортизации	50,71	24,15%
за възвръщаемост	42,02	20,02%
<i>ЕЦ до 5 MW, с комбинирано производство</i>		
Цена, в т.ч.	306,31	100,00%
за експлоатационните разходи	206,99	67,58%
за разходи за амортизации	54,33	17,74%
за възвръщаемост	44,99	14,69%
<i>ЕЦ над 5 MW</i>		
Цена, в т.ч.	138,44	100,00%
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 19,22%.

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 – 7,71 лв./MWh, или 1,59%.

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 – 185,40 лв./MWh, или 38,25%.

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 – 47,01 лв./MWh, или 9,70%.

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 12,03%, получен при следната формула:
12,03%=21,44%*29,7%+15,95%*23,6%+1,55%*44,49%+9,48%*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 над 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия</i>		
Цена, в т.ч.	484,71	100,00%
за експлоатационните разходи	333,29	68,76%
за разходи за амортизации	82,62	17,05%
за възвръщаемост	68,80	14,19%

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 14,07%.

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 – 6,43 лв./MWh, или 1,33%.

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 – 154,73 лв./MWh, или 31,92%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:
– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 68,55 лв./MWh, или 14,14%.

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 10,84%, получен при следната формула:
10,84%=17,95%*29,7%+13,35%*23,6+1,30%*44,49%+13,87%*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 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия</i>		
Цена, в т.ч.	484,81	100,00%
за експлоатационните разходи	297,93	61,45%
за разходи за амортизации	102,15	21,07%
за възвръщаемост	84,74	17,48%

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>		
Цена, в т.ч.	403,18	100,00%
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>		
Цена, в т.ч.	362,01	100,00%
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>		
Цена, в т.ч.	149,65	100,00%
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)	%
ЕЦ до 5 MW		
Цена, в т.ч.	241,28	100,00%
за експлоатационните разходи	136,55	56,59%
за разходи за амортизации	50,71	21,02%
за възвръщаемост	54,02	22,39%
ЕЦ до 5 MW, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	312,02	100,00%
за експлоатационните разходи	199,92	64,07%
за разходи за амортизации	54,33	17,41%
за възвръщаемост	57,77	18,51%
ЕЦ над 5 MW		
Цена, в т.ч.	149,61	100,00%
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 23,93%.

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 – 7,70 лв./MWh, или 1,67%.

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 – 185,28 лв./MWh, или 40,09%.

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 – 42,51 лв./MWh, или 9,20%.

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 12,68%, получен при следната формула: $12,68\% = 22,81\% * 29,7\% + 16,97\% * 23,6 + 1,65\% * 44,49\% + 9,13\% * 12,8\%$.

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)	%
ЕЦ над 0,150 до 1 MW		
Цена, в т.ч.	462,12	100,00%
за експлоатационните разходи	346,07	74,89%
за разходи за амортизации	55,73	12,06%
за възвръщаемост	60,32	13,05%

**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>		
Цена, в т.ч.	394,18	100,00%
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 урбанизираните 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>		
Цена, в т.ч.	376,23	100,00%
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 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 и други видове възобновяеми източници.

За гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена в горните случаи. Съгласно чл. 37а от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, Наредбата) Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

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

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на 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 7,00 евро/MWh и 7,50 евро/MWh. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърските сделки.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX⁷ (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 HUDEX⁸.

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

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

Горните данни показват, че стандартната девиация между българския и румънския пазар е около 6,36 лв./MWh (3,25 евро/MWh), докато с унгарския – около 14,18 лв./MWh (7,25 евро/MWh). Ако се анализират данните по месеци и/или тримесечия, девиацията български-унгарски пазар варира от 14,00 лв./MWh до 20,00 лв./MWh, в зависимост от търгуваните обеми и цените на капацитетите в региона. Към настоящия момент не са налични данни на EEX относно Q1 2024 и Q2 2024, съответно за H1 2024 за българския и румънския пазар, като такива са публикувани само за унгарския. Те обаче могат да се изчислят, като се използва стандартната девиация спрямо унгарския пазар, за който са налични данни. Изчислените данни са представени по-долу:

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q1 2024	314,71	328,89	333,94
Q2 2024	241,04	255,22	261,28
H1 2024	277,87	292,05	297,61

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

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

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

⁷ <http://www.eex.com>

⁸ <https://hudex.hu>

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.

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

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

Съгласно чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година и постигнатата среднопредтеглена цена на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година от съответната група – производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители 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 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. 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 среднопредтеглена 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	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	250,27 лв./MWh

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	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	231,83 лв./MWh

3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи (ВЕЦ) с инсталирана мощност до 10 MW:

Извършена е симулация на участието на „Българско акционерно дружество Гранитоид“ АД (чрез каскада „Рила“), „ЕНЕРГО-ПРО България“ ЕАД (чрез ВЕЦ „Петрохан“) и „ВЕЦ Козлодуй“ ЕАД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	513,27 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	1,03629
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	265,67 лв./MWh

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 Kb (p.2/p.1)	1,01463
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	260,12 лв./MWh

Въз основа на извършените анализи и симулации за целите на § 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	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на КЕВР:		
1.1.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	213,09	-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.	ВтЕЦ 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.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР:		
2.1.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	222,83	-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	462,12	202,00
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.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР		
3.1.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, без комбиниран цикъл	397,95	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.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР		
4.1.	Нисконапорни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	193,35	-72,32
4.2.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	162,69	-102,98
4.3.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	156,01	-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.	Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-28 от 29.08.2012 г. на КЕВР		
5.1.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	206,34	-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.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР		
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	484,81	224,69
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	484,71	224,59

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.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР		
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	-76,36
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	-28,75
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	-106,53
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	-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.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	116,98	-114,85
7.8.	ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW	95,55	-136,28
7.9.	ВтЕЦ, 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	413,50	153,38
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	477,30	217,18

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.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР		
8.1.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	179,54	-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.	Премии във връзка с актуализирани цени по Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР		
9.1.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW включително, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 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.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР		
10.1.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW включително, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при пълни ефективни часове от 7 500 h.	376,78	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.	Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г. на КЕВР		
11.1.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	310,13	50,01
12.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-35 от 13.08.2020 г. на КЕВР		
12.1.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи до 2 250 часа	148,71	-83,12
13.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-12 от 26.03.2021 г. на КЕВР		
13.1.	За обособената група руслови, подязовирни, деривационни, с горен или долен изравнител водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW.	112,48	-153,19
14.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-18 от 18.06.2021 г. на КЕВР		
14.1.	Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW	122,50	-109,33
15.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-9 от 19.05.2023 г. на КЕВР		
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 Доклад от 05.2023 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 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	-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

№	Преференциална цена, съгласно решения № П-18 от 20.06.2011 г. и № П-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2023 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 пречистване 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	462,12	440,70	180,58	419,41	159,29	398,29	138,17	377,37	117,25	356,68	96,56	336,30	76,18	316,27	56,15	296,70	36,58	277,69	17,57	268,44	8,32
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

Таблица № 2:

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията															
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
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

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 Доклад от 05.2023 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	
17.1.	<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

[TLP-GREEN]
Ниво 1

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2023 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

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

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 Доклад от 05.2023 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
19.1.	<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	-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 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	-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 пад от 30 до 100 метра и с 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		

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2023 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
19.4.	<i>Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен над над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW</i>																	
	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

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2023 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
19.15.	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
	277,39	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 подрязване 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	484,71	461,56	201,44	438,56	178,44	415,74	155,62	393,16	133,04	370,84	110,72	348,86	88,74	327,29	67,17	306,24	46,12
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	484,81	460,74	200,62	436,85	176,73	413,18	153,06	389,77	129,65	366,69	106,57	344,02	83,90	321,85	61,73	300,33	40,21
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 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	-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

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2023 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
19.25.	<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 Доклад от 05.2023 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
20.1.	<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	-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

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2023 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
20.2.	<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>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	-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

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2023 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
20.10.	<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

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2023 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 подряване 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 подряване 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	413,50	394,00	133,88	374,59	114,47	355,29	95,17	336,11	75,99	317,08	56,96	298,24	38,12	279,63	19,51	261,31	1,19	243,35	-16,77
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	477,30	453,95	193,83	430,74	170,62	407,68	147,56	384,81	124,69	362,17	102,05	339,83	79,71	317,84	57,72	296,31	36,19	275,36	15,24

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2023 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 получено 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.:

Докладва А. Иванова. Докладът е изготвен във връзка със законовото задължение на Комисията за ежегодно определяне на преференциални цени за групите електрически централи, в конкретния случай ФЕЦ с инсталирана мощност до 30 kW, за ежегодна актуализация на преференциалните цени за групите производители, чиято енергия се произвежда от биомаса, както и определянето на премии за групите електрически централи с инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW. В тази връзка по отношение на първата част, във връзка с определянето на преференциални цени за групите електрически централи до 30 kWp, 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, както и в предходни години се използват разнородни източници – международни, национални. На база изнесената информация в интернет, следва да се има предвид, че тази година работната група е използвала два доклада на IRENA от 2022 г. с отчетни данни за 2022 г. и от 2023 г., официален доклад и презентация на „Фраунхофер“ институт, както и pvxchange.com. На база използваните източници и поместената в тях информация, в тях основно се набляга на това, че размерът на инвестиционния разход за подобен тип централи се запазва на нивата от 2021 г. „Фраунхофер“ институт казва, че размерът на инвестиционния разход е от порядъка на 1 046 евро. Там подробно е изнесена обосновка за това, че между горната и долната граница на ценовите нива на тези инвестиционни разходи долната се запазва на нивата от 2021 г., докато горната пада от порядъка между 10 - 20%. По отношение на другия източник pvxchange.com, там еднозначно се посочва, че размерът на фотоволтаичните модули пада с около 12% за последната 1 година, а по данни на IRENA се посочва, че размерът пада с 6,44% и се запазва на нивата на тези от 2021 г. На база извършения анализ на оферти от български строители се установява, че на пазара в България към месец май 2023 г. размерът за подобен тип инсталации в България е около 40 хил. лв., което се равнява на 1 333 лв./kWp, или 682 евро/kWp. Изискани са и отчетни данни от АУЕР по отношение на изчисляването на размера на средногодишната производителност. Получен е отговор от АУЕР, че часовата натовареност на подобен тип централи по отчетни данни за 2022 г. е в размер на 1 406 часа. В тази връзка, нетното специфично производство е в размер на 1 406 kWh/kWp.

На база използваните източници, същите отразяват и движението стойностите на цените на основните суровини, използвани в производството. Разликата по отношение на единия и другия мощностен диапазон е 14%. Тя отразява както международния опит, така и придобития и изграден опит в страната на база данни от предходни ценови решения на Комисията.

За новия ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. размерът за групата ФтЕЦ с обща инсталирана мощност до 5 kWp е в размер на 1 046 евро/kWp, а за втората група ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp размерът на инвестиционния разход е в размер на 900 евро/kWp. Установява се, че заложеният размер от 1 046 евро/kWp на база международните източници, който работната група е заложил, и на база отчетените за страната от 682 евро/kWp се явява разлика по-висока с 53,37%. Работната група е приела това за обосновано, тъй като това ще даде възможност на производителите от подобен тип да оперират с по-голям обем инвестиционни разходи, с които да покриват евентуално ръзък

скок в движението на цените на основните суровини за изграждане на такъв тип централи, както и други непланирани разходи.

По отношение на периода на откупуване, същият е редуциран съгласно последните изменения от 2015 г., касаещи периода на откупуване. Там законодателят изрично и недвусмислено е казал, че за всички централи, монтирани след 31 декември 2015 г., сроковете за изкупуване се намаляват със срока от тази дата до датата на въвеждането в експлоатация, съответно монтирането на централата. В конкретния случай този срок е намален на 13-годишен период, който съответства и на остатъка от преференциалния такъв.

А. Иванова прочете новия размер на цените за двете групи фотоволтаични централи:

За ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 5 kWp, монтирани върху покривни и фасадни конструкции и прилежащи терени, за тази година е в размер на 208,80 лв./MWh (одобрената миналата година цена е 201,35 лв./MWh или разлика от около 4%).

За ФТЕЦ с инсталирана мощност над 5 до 30 kWp, цената е в размер на 172,88 лв./MWh (одобрената миналата година цена е 168,24 лв./MWh или разлика от около 3%).

По отношение на втората част от законовите задължения на Комисията – актуализирането на преференциалните цени за групите електрически, които използват за производството на електрическа енергия биомаса, работната група е изпратила регулярните писма до Националния статистически институт и Министерство на земеделието. В отговор на това същите са предоставили исканата информация – процентът на изменение на разходите по отношение на работната заплата, по отношение на разходите за горива за транспорт. От МЗ са получени данни по отношение на процентите на изменение на суровините, в случая дървесина. По отношение частта, касаеща суровините от земеделието, са получени данни с процента на изменението за царевичата за силаж и оборски тор.

По данни от НСИ изменението на работната заплата за 2022 г. е с ръст от 12,8%. По отношение на разходите за горива за транспорт е отчетен ръст от 144,49%. По отношение на разходите за дървесина е отчетен ръст от 34,4%. Царевичата за силаж е с ръст от 29,7%. По отношение на оборския тор - ръст от 23,6%. Индексите на изменение са отразени при изчисляването на актуализациите на цените с биомаса.

По отношение на третата част от законното задължение на Комисията за определяне на прогнозна пазарна цена, същата е определена. П. Младеновски в частта Електроенергетика ще представи тази част по-подробно. По отношение на прогнозната пазарна цена според вида ВЕИ, биомасата, същата е в размер на 260,12 лв. Определени са премии за всички групи цени и производители от 2011 г. насам, в т.ч. и за групите производители, чиито енергийни обекти са използвали процента безвъзмездно финансиране на база национални и/или европейски схеми на подпомагане.

На база изложеното в табличен вид в доклада и проекта на решение, случаите, в които разликата между определената, съответно актуализирана преференциална цена и определената за съответната група производители (ФЕЦ, вятър и ВЕЦ) прогнозната пазарна цена е отрицателна величина, то Комисията следва да определя премии.

Предвид гореизложеното и 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., чл. 14, ал. 1 от Закона за енергетиката и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага Комисията да обсъди следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;

2. Да приеме проект на решение за 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;

3. Да определи дата и час за провеждане на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от Закона за енергетиката на проекта на решение по т. 2, като се осигури и възможност за дистанционно участие в заседанието;

4. Проектът на решение, както и датата и часът за провеждане на обществено обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

А. Иванова прочете диспозитива на проекта на решение:

КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Определя, считано от 01.07.2023 г., преференциална цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, както следва (т.1 и т.2)

В частта от т. II. До т. XVIII: Комисията актуализира преференциалната цена за изкупуване на електрическата енергия, произведена от биомаса.

В частта от т. XIX до края: Комисията определя премии както на производителите на електрическа енергия от различните видове ВЕИ в стандартните ценови решения, така и за тези групи производители, отразени в ценови решения на Комисията през предходни години. Премии за отделните групи производители, в т.ч. и при тези, при които е отчетен процент безвъзмездно финансиране.

Решението подлежи на обжалване пред Административен съд София - град в 14 дневен срок.

II. Младеновски отбеляза, че към настоящия момент в Народното събрание е внесен ЗИД на ЗЕВИ. В тази връзка в този проект, който е приет на първо четене в Енергийната комисия и подлежи да бъде обсъждан в зала, насърченията по чл. 24, т.1, т.е. преференциалните цени на производители до 30 kW отпадат. Ако този закон бъде приет до края на м. юни, най-вероятно тази част от доклада, която се отнася за преференциалните цени на производители до 30 kW, няма да я има в доклада. Ако не, тя ще бъде определена, а впоследствие, след като се прием законът, най-вероятно ще се прилага за много кратко.

И. Н. Иванов каза, че това уточнение е било важно, защото има вероятност през м. юни този закон да бъде приет окончателно. Ще се види и каква дата за действия ще заложат народните представители. Не е чудно те да се съобразят с това, че Комисията трябва да края на м. юни да се произнесе с решение. В енергийния баланс, респективно и средствата, които трябва да бъдат от възобновяема енергия под 30 kW, те са твърде малко като стойност, т.е. едва ли ще доведат до сериозно изменение на крайните цени, които са определени в доклада.

II. Младеновски отговори, че въобще няма да окажат влияние, най-малкото защото в енергийния баланс са под 500 kW, там 30 kW почти не участват. Те свалят средната цена, тъй като тяхната преференциална цена е по-ниска отколкото прогнозната пазарна. За съжаление се вижда тенденция, в доклада от миналата година се вижда, че количествата на производителите под 500 kW са над 330 хил. НЕК ЕАД през настоящия ценови период е закупила с около 35% до 40% по-малко количество енергия поради засилващата се тенденция на излизане на свободния пазар на голяма част от производителите с преференциална цена, подведени от кратковременните високи цени на пазара. Предвид това тази година единствено са оставени само тези, които са останали на регулирания пазар, или поне тези, за които има информация към края на миналата година. Ако тази тенденция е продължила, дори тези количества ще бъдат още по-малко.

Б. Голубарев направи коментар относно 30 kW, че проблемът не е в цената, дори както е казал II. Младеновски, те понижават цената. Проблемът с тях е при присъединяването. Там са сериозните загуби, които търпят разпределителните дружества, от тенденцията, която напоследък се забелязва много – жалбите основно са оттам. Тези 30 kW се правят не там, където се консумира енергията, а на места, където няма нужда от нея.

И преносът на тази енергия до мястото на консумация обуславя загубите и всички проблеми, които следват от това. Б. Голубарев ще приветства едно такова решение да отпаднат преференциите, защото наистина е безсмислено да се правят инвестиции там, където не са необходими.

Б. Голубарев определя момента в Комисията като жътвена кампания, най-усилното време. Б. Голубарев се е опитал да направи такава статистика (цените, които сега се определят, са между 500 и 1000) и се е отказал да продължи нататък. Присъединява се към изказването на председателя, че това е най-важният момент в Комисията и поздравява работната група, която се справя в този момент. П. Младеновски донякъде е отговорил на един въпрос, който е искал да зададе. Какво е развитието на тези възобновяеми източници, какво е нарастването? 30 kW са намалели не защото са намалели като обем, а защото са намалели като регулация. Отиват на свободния пазар, наистина малко подведени от моментните високи цени, които са се получили. Б. Голубарев попита общо на останалите има ли някакво развитие като мощност, като енергия, която е произведена от тях.

П. Младеновски отговори, че конкретна информация като мощност няма, тъй като информацията, която се получава, е основно от крайните снабдители. Там има намаляване на количествата поради излизането. Това, което се наблюдава от ЕРП-та и от жалбите, че голяма част от производителите искат да се присъединят (чл. 24, т.1 е използван основно за присъединяване). Присъединяват се при преференциални условия и след като използват преференциите, излизат на свободния пазар и прекратяват договорите си с крайните снабдители. Точно това трябва да се отбележи, че като се махнат насърченията като преференциални цени, трябва да се махнат и насърченията за преференциални присъединявания на подобни производители.

Б. Голубарев допълни, че сега очаква обратната вълна. Тези, които са се отказали от преференциалните цени, да започнат да натискат за връщане обратно при тези преференциални цени. Б. Голубарев апелира Комисията да е твърда и да не допуска това. Говори не само за тези, които сега ще отпаднат - 30 kW, а очаква и други, които са се отказали, които няма да отпаднат от новия закон, да положат усилие да се върнат на регулирания пазар.

П. Младеновски каза, че е подготвено подобно становище, че след като веднъж са прекратили договорите си, не могат да се връщат повече. Работната група все още не го е финализирала и изпратила, предвид заетостта им по изготвяне на докладите за цени. Младеновски вижда, че и ЕРП-та мислят по същия начин, с малки изключения. Прогнозата на П. Младеновски е, че ако ЗЕВИ не мине и останат преференциалните цени, ще се наблюдава ново присъединяване по чл. 24, т.1 от съществуващи централи, за да могат отново да се доберат до преференциалната цена и да избягат тези спайкове на пазара, каквито се виждат през последните уикенди.

И. Н. Иванов попита всички преференциални цени ли ще бъдат премахнати със закон, ако се приеме в този вид.

П. Младеновски отговори, че ако се приеме в този вид, пада и последната преференциална цена до 30 kW.

И. Н. Иванов има въпрос, който е свързан с преференциалните цени до 5 kW и от 30 kW. Има едно повишение с малко над 4% за централите до 5 kW и с 3% за тези до 30 kW. Коя е основната причина за това повишение, след като се е отбелязало, че инвестиционните разходи бележат спад?

А. Иванова отговори, че това леко повишение към днешна дата е на база от една страна както понижението на цените на фотоволтаичните модули през последната година, рътът на цените на основните суровини. Работната група приема един среден размер, който отразява понижението на едната част от инвестиционния разход, както и другата част по отношение на суровините, които се влагат (повишение). Тук се появява една средна цена, осреднен инвестиционен разход, от 1046 евро, който работната група приема за

меродавен, тъй като той освен отразяването на понижението на цената на фотоволтаичните модули през последната година, повишението на цените на основните суровини, той се явява и по-висок на фона на това, което се отчита в България от 682 евро. Поради това цената е в този размер при такъв инвестиционен разход. В резултат на това са тези крайни повишения от 3% и 4% в крайната цена.

И. Н. Иванов направи изказване във връзка със Закона и отмяната на преференциалните цени. Когато от Европейската комисия и след това потвърдено от Парламента са били въведени преференциалните цени, същественото, което се е преследвало, е било да се позволи в градовете хората да могат до голяма степен да задоволят собственото си енергийно потребление. Българският принос е в това, че е добавено, че не само върху покривни и фасадни конструкции, но и върху недвижими имоти към тях. В резултат на това в почти безлюдни села се наема някоя разрушена къща, но се използва площта, която е към къщата, за да се направи фотоволтаичен парк с мощност до 30 kW, за да може да се получат преференциални цени. Ако е имало такива предложения, включително и председателят е предлагал на народните представители, да остане само изграждане върху покривни и фасадни конструкции, което ще намали интереса към купуване на такива изоставени имоти, защото тези къщите не позволяват инсталирането на такива мощности. От друга страна, Европейската комисия е въвела това насърчение, за да може наистина да се изпълнят все по-бързо нарастващите изисквания за възобновяема енергия. Вероятно ще бъде прието в 2030 г. 42% от произвежданата във всяка страна електроенергия да бъде от възобновяеми източници.

Б. Голубарев каза, че много лесно ще се реши въпросът, ако присъединяването бъде осъществено след електромера. Консумира се за собствени нужди и само излишъкът се продава на пазарни цени. Тогава този, който няма консумация, продавайки на пазарни цени, в това време ще продава близко до 0 и ще си помисли дали си заслужава да прави тази инвестиция. Това е абсолютно достатъчно, когато се каже, че присъединяването трябва да бъде след електромера и само излишъкът да се продава по свободно договорени цени.

И. Н. Иванов каза, че показателите, които България трябва да изпълни по плана на Европейския съюз, ще бъдат изпълнени благодарение на големите проекти за 100 MW, 200 MW, 300 MW, които в момента са в процес на реализация, но е добре да се намали наистина и потреблението в градски условия чрез фотоволтаични малки паркове на покривните конструкции при премахването на преференциалната цена.

П. Младеновски потвърди, че казаното от Б. Голубарев е пътят. И в момента съществува като възможност чл. 26 от ЗЕВИ за консумация и продажба на излишъка. За пример – през предходния уикенд в Гърция, където основно са малки фотоволтаични централи, които са за собствено потребление, при това претоварване на системата от порядъка на 6 хил. MW, в преносната мрежа се пренасят по-малко от 1000 MWh енергия, което означава, че всичко останало е за собствени нужди.

Б. Голубарев каза, че изобщо не трябва да се пренебрегва това нещо, малките си имат своята роля.

И. Н. Иванов допълни, че затова са били преференциалните цени, за да бъдат насърчени, но в България се е изкривило това.

И. Н. Иванов насрочи провеждане на обществено обсъждане на проекта на решение за 31.05.2023 г. от 10:00 ч. Председателят насрочи на закрито заседание, на което Комисията ще се произнесе с решение, за 30.06.2023 г. Датата, часът и проектът на решение да бъдат публикувани своевременно на интернет страницата на Комисията, тъй като срокът не е голям и всеки желаещ да участва в общественото обсъждане трябва да се запознае с проекта на решение.

И. Н. Иванов подложи на гласуване проекта на решение с направените допълнения.

Предвид гореизложеното и 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., чл. 14, ал. 1 от Закона за енергетиката и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, Комисията

РЕШИ:

1. Приема доклад 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;

2. Приема проект на решение за 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;

3. Насрочва обществено обсъждане по реда на чл. 14 от Закона за енергетиката на проекта на решение по т. 2, на 31.05.2023 г. от 10:00 часа, като се осигури и възможност за дистанционно участие в заседанието;

4. Проектът на решение, датата и часът за провеждане на обществено обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

5. Насрочва закрито заседание, на което Комисията ще се произнесе с решение, на 30.06.2023 г.

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

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

По т.2. Комисията разгледа доклад 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.**

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 премиата.

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 среднопотеглената 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 обоснованите 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 № З-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.

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 неодитиран 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 задължениост, 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 продукцията 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 „Оранжерия 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 „Оранжерия 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 товарните 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 Mytilneos 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	72,22	93,34	103,14	83,79	88,12

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

13. Количествата емисии въглероден диоксид (CO₂), отделяни при производството на електрическа енергия и топлинна енергия, са в съответствие с изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.11. и 20.12. от Указания-НВ, като изчислените емисии са на база прогнозните, утвърдени от Комисията количества горива. В съответствие с т. 20.12. от Указания-НВ разходите за закупуването на емисии въглероден диоксид за топлинна енергия, се определят като от верифицираните количества емисии въглероден диоксид за производство на топлинна енергия се приспадат безплатните квоти за битови клиенти, предвидени във връзка с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) и се умножат по икономически обоснована цена на емисиите. В тази връзка, безплатно разпределените квоти за емисии за инсталациите са снети от Приложение II „Национална таблица за разпределяне за 2021 г. – 2025 г. съгласно член 10а от Директива 2003/87/ЕС“ към Решение на Европейската комисия от 29 юни 2021 година относно даване на указания на централния администратор на Дневника на Европейския съюз за трансакциите да въведе националните таблици за разпределяне на страните от ЕС, което е публично достъпно на официалния уебсайт на Европейския съюз, чрез следния линк:

<https://eur->

[lex.europa.eu/search.html?scope=EURLEX&text=%22%282021%2FC+302%2F01%29%22&lang=bg&type=quick&qid=1684217744809](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 CO₂ квоти, по месеци, като е допуснато увеличение на цените на CO₂ квоти до края на периода в диапазона от 85,0 до 90,0 €/t, при която е постигната средна цена на CO₂ квоти за целия прогнозен период в размер на **88,00 €/t CO₂**.

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 CO₂ 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**.

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:

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

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

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

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

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

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

Цпе - прогнозната цена на въглеродните емисии, лв./тон;

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

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

t – ценовият период.

В случай че постигнатата помесечна цена на природния газ ($Цп$):

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

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

$$Цп^1 = 0,5 * (Цбг + Цп).$$

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 – 0,3970;
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 – 0,5500;
15. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 500 дка“ – 0,5500;
16. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 200 дка“ – 0,5500;
17. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД – 0,5500;
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 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 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.

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 7,00 €/MWh и 7,50 €/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 – EEX⁹ (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 HUDEX¹⁰.

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

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

Горните данни показват, че стандартната девиация между българския и румънския пазар е около 6,36 лв./MWh (3,25 €/MWh), докато с унгарския – около 14,18 лв./MWh (7,25 €/MWh). Ако се анализират данните по месеци и/или тримесечия, девиацията български-унгарски пазар варира от 14,00 лв./MWh до 20,00 лв./MWh, в зависимост от търгуваните обеми и цените на капацитетите в региона. Към настоящия момент не са налични данни на EEX относно Q1 2024 и Q2 2024, съответно за H1 2024 за българския и румънския пазар, като такива са публикувани само за унгарския. Те обаче могат да се изчислят, като се използва стандартната девиация спрямо унгарския пазар, за който са налични данни. Изчислените данни са представени по-долу:

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q1 2024	314,71	328,89	333,94
Q2 2024	241,04	255,22	261,28
H1 2024	277,87	292,05	297,61

⁹ <http://www.eex.com>

¹⁰ <https://hudex.hu>

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

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

Предвид обстоятелството, че се наблюдава посока към стабилизиране на газовите цени на относително ниски нива, все още е трудно да се дефинира ясна тенденция, предвид предстоящия активен период на нагнетяване, въпреки че такива дейности текат и към момента. Газохранилищата в Европа са запълнени до около 60%. До началото на отоплителния сезон, започващ през есента, те трябва да са запълнени до 90% в съответствие с изискванията на 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 такава на 2022/2023 г., допълнително създават опасения за неустойчивост на наблюдаваните към настоящия момент тенденции по отношение на бъдещите ценови нива.

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

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

Съгласно чл. 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 съответната група – независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия,

производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници. 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 среднопредтеглена 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
Постигнатата 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
Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	240,98 лв./MWh

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 33а от ЗЕ, прогнозната пазарна цена 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.

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:

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	1 213,28	800,82	762,42	-4,80
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	137,86	137,86	137,55	-0,22
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 1 от ЗЕ	133,06	133,06	132,94	-0,09

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

- цена на природен газ – 1 022,45 лв./knm³;
- 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 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 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 km³ природен газ. Количествата са формираны 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, CO₂ 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 ТTF. 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. CO₂ съгласно формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации на ИАОС, при емисионен фактор и долна топлина на изгаряне на горивото за 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 увеличаване 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 приспадната 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 приспадната амортизация за съответната дейност.

Норма на възвращаемост – общата норма на възвръщаемост 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 възвръщаемост на собствения капитал в размер на 4,00%, равна на утвърдената от Комисията за последния регулаторен период. Нормата на възвръщаемост 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 CO₂ 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 обосноваваната цена на емисиите за периода от 88,00 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни емисии CO₂ – 1 096 145 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t (172,11 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 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 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 – 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:

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, Цпр	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, Ц търговец	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, Цпл	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

$$Nt = Qg * (Цпр - Цп)t + Qe * (Цпе - Цп)t - Pt-1 = -191 282,49$$

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

„Топлофикация София“ ЕАД			
Справка № 1 – „Разходи“	Предложение	След корекция	Изменение, %
I. Условно-постоянни разходи, хил. лв., в т.ч.:			
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	0	
11. Квалификация, хил. лв.	232	180	-22,41
Справка № 2 – „РБА“			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	465 620	464 095	-0,33
Справка № 5 – „ТИП в преноса“			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	19,63	15,0	-4,63
2. Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	3 694 643	3 907 595	+5,76

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

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

Ценообразуващи елементи на изчислените цени:

- Необходими годишни приходи – 1 107 433 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 086 779 хил. лв., от които условно-постоянни – 151 344 хил. лв. и променливи – 935 435 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 464 121 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,45%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 757 993 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 907 595 MWh.

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

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-49-5 от 31.03.2022 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, 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	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./кнм³.

Като приложение към заявлението е представено искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения на дружеството, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност през ценовия период м. юли 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 изисквана 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 инсталация 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 финансираната 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 β 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 β 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 „Машины, 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 TTF 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 ЕЕХ към ден на търговия 22.03.2022 г. (Futures Market на ЕЕХ). 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ – 132 201,00 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 172,11 лв./t. X 132 201,00 t = 22 753 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 78 345,00 km³.

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.

[TLP-GREEN]

Ниво I

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	45 500	21 743	46 301	53 225	76 986	102 783	103 037	92 196	90 870	67 063	52 570	49 240	801 513
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	117,32
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	152,82
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	-26 959
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	152,09
		-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	150,95

2. Корекция по въглеродни емисии

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

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-34 682,91	-34 275,08	407,83

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_t) + Q_e * (C_{пе} - C_t) - Pt-1 = \boxed{-24 461,53}$$

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

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД			
Справка № 1 – „Разходи“	Пред ложение	След корекция	Изме нение, %
I. Условно-постоянни разходи, хил. лв., в т.ч.:	29 045	27 481	-5,38
1. Разходи за заплати и възнаграждения, хил. лв.	4 181	4 340	+3,8
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	0	
4. Счетоводство и други финансови разходи	458	0	
5. Човешки ресурси	221	0	
6. Правни и корпоративни въпроси	371	0	
7. Клиентско обслужване	271	0	
8. Разходи за координатор на балансираща група	2	0	
II. Променливи разходи, хил. лв., в т.ч.:	143 551	106 440	-25,85
1. Балансираща енергия, хил. лв.	423	0	
2. Корекция газ	30 901	0	
3. Корекция CO ₂ , общо, хил. лв.	-810	0	
Справка № 2 – „РБА“			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	171 689	170 616	-0,62
Справка № 5 – „ТИП в преноса“			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	35,00	20,0	-15
2. Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	209 839	228 689	+8,98%

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

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	л в./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	493,78
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	252,80
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	137,85
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	136,85

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 145 866 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 133 940 хил. лв., от които условно-постоянни – 27 481 хил. лв. и променливи – 106 459 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 170 618 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 01.04.2022 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./knm³ 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 изискана 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 kpm³ 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 Март 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 CO₂. Те са остойностени на база средна цена на емисиите CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ – 168 165 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 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 km³.

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.

[TLP-GREEN]

Ниво 1

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	920 589
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	117,25
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	160,94
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	-35 395
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	155,75
		-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	155,70

2. Корекция по въглеродни емисии

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

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

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

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

„Топлофикация – Плевен“ АД			
Справка № 1 – „Разходи“	Предложени	След	Изменение,
	е	корекция	%
I. Условно-постоянни разходи, хил. лв., в т.ч.:	58 774	18 369	-68,75
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 енергия, хил. лв.	1 078	1 108	+2,78
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
Такса събрано инкасо	133	0	
Корекция по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ	38 843	0	
Справка № 2 – „РБА“			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	56 698	49 033	-13,52
Справка № 5 – „ТИП в преноса“			
4. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	44,15	29,98	-14,17
2. Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	202 200	244 644	+20,99%

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

„Топлофикация – Плевен“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	560,23
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	319,25
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	96,95
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	117,90

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 159 260 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 155 931 хил. лв., от които условно-постоянни – 18 369 хил. лв. и променливи – 137 562 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 49 036 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 6,79%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 292 500 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 244 644 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./kNm³;
- 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. Амортизацията, начислявана 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 служителите) 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 служителите) 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 увеличаване 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 желания 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./хпм³ 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 m³/h или **52 516 лв.** за новия ценови период. Разходите за вода за технологични нужди са изчислени при стойност 0,121 m³/MWh_{th} или **69 325 лв.** За битови нужди се използва питейна вода от „Водоснабдяване и канализация“ ЕАД, гр. Бургас при цена 3,952 лв./m³ или прогнозен разход в размер на **8,5 хил. лв.** при разходна норма на водата за битови нужди на ден – 8,5 m³/ден, която е средна стойност за последните 5 години. Дружеството е прогнозирано **общ прогнозен разход на вода** за новия ценови период в размер на **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 $1 \text{ MWh}_{\text{th}}$ реализирана топлинна енергия е $8,59 \text{ kWh/MWh}_{\text{th}}$.

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: солена вода, 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 (CO₂) – дружеството посочва, че на „Топлофикация – Бургас“ АД, след одобряването, се очаква да бъдат разпределени следните **количества безплатни квоти** по чл. 10а на Директива 2003/87/ЕО за топлинна енергия и по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО за електрическа енергия:

- 2023 г. – 7 869 t.CO₂ за топлинна и 0 t.CO₂ за електрическа енергия;

- 2024 г. – 7 656 t.CO₂ за топлинна и 0 t.CO₂ за електрическа енергия.

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

Верифицираното количество емисии парникови газове за 2022 г. е в размер **55 307 t.CO₂** 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.CO₂ не са били постъпили в регистъра по сметка на дружеството към момента на изготвяне на заявлението за цени. В тази връзка, е направено изчисление за количеството CO₂ квоти ($55\,307 - (8\,083+0)$), което е в размер на **47 224 t.CO₂**, 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.CO₂**, и безплатно количество за 2023 г. в размер на **7 869 t.CO₂**, при което дружеството е получило **50 296 t.CO₂**, което представлява недостиг на CO₂ квоти, които дружеството ще трябва да закупи. Използвана е прогнозна цена на CO₂ квоти в размер на 93 евро/t.CO₂ 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 възвращаемост 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 извършената реконструкция на водо-тръбен котел ВК-100 (№ 4), свързана с поставяне на наклонена скара в пещната камера на съществуващия котел ВК 100 № 4 с цел производство на ТЕ, освен от изгаряне на природен газ и чрез оползотворяване на биомаса.

Дружеството 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 m³/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 средно аритметичната 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 CO₂ 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 CO₂ – 50 296,00 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t (172,11 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 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 kmm³** 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.

[TLP-GREEN]

Ниво I

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	290 184
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	116,56
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	166,38
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	-12 576
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	159,92
		-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, Цпl	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	159,90

2. Корекция по въглеродни емисии

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

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

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

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

„Топлофикация – Бургас“ АД			
	Предложени	След	Изм
1. Справка 1 – „Разходи“:	е	корекция	енение
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%
2. Справка 4 – „ТИП в преноса“:			
2.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	32,83	22,35	-10,48%
2. Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	121 773	140 773	+15.60%

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

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

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	Цени на енергията по ценови модел,	Предложени цени за периода	Изменение, %
------------	--------------------------------	------------------------------------	----------------------------	--------------

	Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	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	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./knm³, 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 възвращаемост 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 възвращаемост е определена по следната формула: $HVSK = \text{Безрискова премия} + \beta e * \text{Пазарна рискова премия}$.

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 β 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 β коефициент е преобразуван в лостов β 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 възвращаемост на собствения капитал в размер на 9,4182%.

Дружеството е изчислило норма на възвращаемост 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 възвращаемост 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 разходи 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 (CO₂) – разходът за емисии парникови газове (CO₂) възлиза на 5 875 хил. лв. и е получен като произведение на общото количество на дефицита 33 450 t.CO₂, след приспадане на количеството на безплатните квоти, и прогнозна цена 89,80 евро/t.CO₂. 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 CO₂ 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 (CO₂ квоти);
- Разпределението на разходите за амортизации при производството между електрическа, топлинна енергия и общо за двата продукта за прогнозния период;
- Прогнозните количества отпусната топлинна енергия за разпределение през прогнозния период (за отопление и за битово-горещо водоснабдяване);
- Прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи през периода 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 CO₂ 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 CO₂ – 33 450 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 172,11 лв./t X 35 450 t. = 5 757 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 19 393 knm³.

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.

[TLP-GREEN]

Ниво 1

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	199 266
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	117,71
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	150,19
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	-6 422
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	151,86
		-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, Цп1	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	149,94

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	30 550
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цп1	евро/тон	82,43
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	529,99

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

$$Ht = Qg * (Цпг - Цп1) + Qe * (Цпе - Цп1) \pm Pt-1 = -5 949,39$$

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

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД			
1. Справка № 1 – „Разходи“:	Предложени е	След корекция	Изменение
Надвзет/Недовзет приход от газ, съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ	6 851	0	-100%
2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:			
2.1. Природен газ, BGN/knm ³	1 103,06	1 042,45	5,5%

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

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД	лв./MWh , без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	506,81
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	265,83
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	136,99

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 35 492 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 33 128 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 031 хил. лв. и променливи – 26 097 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 34 164 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:

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	802,63	610,74	612,82	+0,34
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	113,15	113,15	257,7	+127,75

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

- цена на природен газ – 1 237,14 лв./kNm³;
- 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 изисквана 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 прогнозираны 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 прогнозирани 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/m³ или – 1 237,14 лв./1000 nm³ без ДДС.

2. Разходите за енергия, вода и консумативи са съобразени с обема на производството и действащите в момента цени. В разходите за консумативи/химикали и реагенти са включени разходите за химикали, реагенти и добавки за обработка на циркулиращата вода в магистралата и централите, както и за охлаждащата вода на генериращите мощности за комбинирано производство. С тази обработка се цели омекотяване и химическа обработка на водата с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по магистралните топлопроводи и от там намаляване на пробивите, аварияте и загубите от изтичане. В това перо са включени и разходите за масло – за доливане и подмяна, на двигателите и генераторите в инсталациите за комбинирано производство съгласно предписанията на производителя и достигнатите действителни показатели в процеса на експлоатация. В прогнозата е предвидено увеличение на тези разходи в размер на 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. Спрямо 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 CO₂ 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 CO₂ – 31 710,38 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 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 km³ и 8 697,00 t. биомаса.

[TLP-GREEN]

Ниво I

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	206 639
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	117,73
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	165,19
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	-8 888
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	161,24
		-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	160,74

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	32 118
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	82,43
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	557,19

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-10 812,79	-10 749,97	62,82

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_{пl})_t + Q_e * (C_{пе} - C_{пl})_t \pm Pt-1 = -8 268,08$$

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

„Топлофикация – Враца“ ЕАД			
1. Справка №1 – „Разходи“:	Предложение	След корекция	Изменение
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%
2. Справка №4 – „ТИП в производството“:			
2.1 Природен газ, BGN/knm ³	1 237,14	1 070,32	-13,5%
3. Справка № 5 – „ТИП в преноса“:			
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:

„Топлофикация – Враца“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	662,18
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	421,20
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	113,21

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 38 965 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 38 274 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 965 хил. лв. и променливи – 31 309 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 11 026 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	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	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./кнм³;
- 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 – прогнозираните 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 теплообменници, електрически генератор 6 kV Leroy-Somer LSA-56-M6-6P, обслужване на КРУ 6/20 kV, техническо обслужване на турбокомпресори АВВ 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 компрометирани участъци 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 CO₂ – 13 523 t. – безплатни 778,5 t = 12 745,1 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 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 knm³ 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

[TLP-GREEN]

Ниво 1

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	68 411
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	118,28
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	141,11
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	-1 191
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	136,03
		-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	135,69

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	10 525
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	182,59

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-3 311,86	-3 214,30	97,57

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_{п})_t + Q_e * (C_{пе} - C_{п})_t \pm P_t - 1 = -910,92$$

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

"Топлофикация ВТ АД"			
	предложение	След корекция	изменение
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 ³)	3 840	2 381	-38%
4.2. Природен газ, BGN/knm ³	1 599,25	1 192,77	-25%
Справка № 5 – „ТИП в преноса“			
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 по-горе корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация-ВТ“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	672,72
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	431,74
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	131,82

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	636,37	477,85	409,12	-14,38
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	144,85	144,85	161,01	+11,16

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ – 1 295,00 лв./кнм³ (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 - ИКПТЕЕ, 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 малощенни 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. m³ 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 подобрене;

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.

[TLP-GREEN]

Ниво 1

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	54 940
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	119,37
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	154,16
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	-1 171
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	140,69
		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, Цп1	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	140,69

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-2 409,44	-2 327,28	82,16

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_{п})_t + Q_e * (C_{пe} - C_{п})_t \pm P_{t-1} = -1 089,29$$

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

„Топлофикация-Разград“ АД			
1. Справка 4 – „ТИП в производство“	предложение	След корекция	изменение
1.1 Природен газ, BGN/knm ³	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 по-горе корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация-Разград“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	497,05
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	256,07
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	145,54

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./ knm^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.

[TLP-GREEN]

Ниво I

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	603
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	100,00	100,00	100,00	131,50
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	-7,2
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	131,22
		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	131,22

разходи по прогноза	разходи по отчет	Рт-1, хил. лв.
-41,15	-41,04	0,11

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Юлико Евротрейд“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Юлико Евротрейд“ ЕООД			
1. Справка 4 – „ТИП в производство“	Предложение	След корекция	Изменение
1.1 Природен газ, BGN/km ³	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 по-горе корекции и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Юлико Евротрейд“ ЕООД		лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия		725,58
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода		104,27

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 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	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./kNm³ 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 изисквана допълнителна информация относно: справка за количества закупени квоти за емисии парникови газове (CO₂) за 2022 г. и за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., разходите за закупуването им, както и количествата безплатни CO₂ 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 (CO₂) през текущия ценови период е получено като от изчислените емисии на база прогнозните количества горива се приспаднат 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, стоков 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.;

Необходимите 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./ knm^3 , 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 прогнозирани 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.

$$\text{-бета коефициент на активите} = 0,55 * (1 + (1 - 10\%) * 37,01\% / 62,99\%) = 0,8408$$

$$\text{-НВск} = 0,5852\% + 0,8408 * 5,82\% = 5,48\%$$

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 отчет, 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, 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. 1.2 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. 1.2 от общия подход;

- разходите за такса дялово разпределение са коригирани, като неприсъщи за лицензионната дейност на дружеството.

- разходите за други разходи по нормативни актове са коригирани, като неприсъщи за лицензионната дейност на дружеството.

Прогнозни емисии CO₂ – 201 633,87 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88 евро/t (172,11 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 172.11 лв./t X 201 633,87 t = 34 703 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 600 km³, 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.

[TLP-GREEN]

Ниво 1

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	1 619
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	115,16
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh			353,21				179,33	124,34	106,74	106,74	106,74	106,74	353,21
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	-385
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	353,21
		-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	353,21

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	185 885
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	82,43
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	3 224,77

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-6 843,45	-7 174,32	-330,87

$$H_t = Q_g * (C_{pr} - C_{пг})_t + Q_e * (C_{пе} - C_{пl})_t \pm P_{t-1} = 2\,508,55$$

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

„Топлофикация Русе“ АД			
1. Справка 1 – „Разходи“	предложение	След корекция	изменение
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	20 215	-68,87%
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 по-горе 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	601,19
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	360,21
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	105,57
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	133,25

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./ $t_{н.г.}$ при калоричност 1 975 kcal/kg;
- цена на природен газ – 1 238,85 лв./ knm^3 (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 износяване 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 CO₂ квоти, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия и др. Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период, 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./t. 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 прогнозирани 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 входящ 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 m³.

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 CO₂ – 387 599,95 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 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 km³ 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.

[TLP-GREEN]

Ниво 1

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

[TLP-GREEN]

Ниво 1

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	43 812
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	116,99
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	139,72
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	-474
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	127,94
		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	127,81

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	201 497
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	82,43
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	3 495,61

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-12 277,62	-11 839,81	437,81

НРИЦТЕ:

$$Nt = Qg * (Цпг - Цпl)t + Qe * (Цпе - Цпl)t \pm Pt-1 = 3 459,37$$

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

„Топлофикация – Перник“ АД			
1. Справка 1 – „Разходи“	Предложение	След корекция	Изменение
1.1. Разходи за заплати и възнаграждение, 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 ₂ , 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 по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация – Перник“ АД	л в./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	572,25
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	331,27
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	115,94
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	67,79

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 гореща вода – 284 164 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 399 960 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, захранване 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 магистралаи, градски водни магистралаи 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 очистване 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/м³ 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 CO₂ – 199 297 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 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, Q _e	тона	110 899
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Ц _{пе}	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии , Ц ^{II}	евро/тон	82,43
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	1 923,90

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД			
	Предложение	Корекция	Изменение, %
Справка № 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 по-горе 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	^л в./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	643,37
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	402,39
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	104,19
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	97,95

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 електрическата енергия	707,65	705,01	720,94	+2,26
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 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; 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 изискваната 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 ЕПП8 от отлагания върху нагревните повърхности и при ремонтите по топлопреносните мрежи.

1.6.4. Разходи за емисии парникови газове (CO₂) – 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 ЕПП2. 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. CO₂. 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 подгряването 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 ТГ3 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 теплопреносната 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 теплопреносната 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, Цпе	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цц	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 ₂ , 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 по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация – Габрово“ ЕАД	л в./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:

„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	л в./MWh, без ДДС
Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	59,37

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./кнм³, (без акциз и ДДС).

С писмо, с изх. № Е-14-68-2 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; 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. Изисканата 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 оцененило при цена природния газ – 1370 лв./ km^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.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Когрийн“ ООД за следващия ценови период са следните:

„Когрийн“ ООД			
1. Справка № 1 – „Разходи“	Предложение	Корекция	Изменение
Надвзет/недовзет приход от природен газ, хил. лв.	933	0	-100%
2. Справка № 4 – „ТИП в производството“			
Цена на природен газ, BGN/knm ³	1 159	1 065	-8,1%

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

„Когрийн“ ООД	л в./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	396,99
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	156,01
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	165,04

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./кнм³, в т. ч.: цена за пренос – 8,00 лв./кнм³, цена за капацитет – 9,00 лв./кнм³, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/кнм³.

„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./кнм³, 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 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.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ за следващия ценови период са следните:

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“			
1. Справка 2 – „РБА“	Предложение	След корекция	Изменение
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./knp ³	1 317,50	1 288,29	-2,2%

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

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“	л в./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	421,80
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	180,82

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./kNm³, в т. ч.: цена за пренос – 8,00 лв./kNm³ и цена за капацитет – 9,00 лв./kNm³, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/kNm³.

„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./kNm³, 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 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:

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.

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 – 93,84 лв./MWh;
3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, 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.

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 ³	1 317,50	1 049,84	-20,32%

След извършените по-горе корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“	л в./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	353,61
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	112,63

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 7 619 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 – 4 225 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 среднопредетеглена прогнозна цена на природния газ – 1 317,50 лв./ knm^3 , в т. ч.:

- цена за пренос – 8,00 лв./ knm^3 ;

- цена за капацитет – 89,60 лв./ knm^3 , и при долна работна калоричност 8 000 kcal/ knm^3 .

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^3 (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 km³

- 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 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 – 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.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Гимел П“ ЕООД за ТЕЦ „Оранжерия Левски“ за следващия ценови период са следните:

„Оранжерии Гимел П“ ЕООД			
	Предложени е	Корекция	Изменение
1. Справка 2 – „РБА“			
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./kmm ³	1 317,50	1 094,19	-16,95%

След извършените по-горе корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжерии Гимел П“ ЕООД	л в./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	397,34
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	156,36

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 №	Цени на енергията по ценови модел, считано от	Предложена цена за периода 01.07.2023 г. до	Изменение, %
------------------	---	--	--	---------------------

	Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	01.07.2022 г., лв./MWh	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	528,27	528,27	455,89	-13,70

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,027 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.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Инертстрой-Калето“ АД за следващия ценови период са следните:

„Инертстрой-Калето“ АД			
1. Справка № 4 – „ТИП в производството“	Предложение	След корекция	Изменение
1.1. Цена на природен газ - BGN/knm ³	1346,17	1276,87	-5,15%

След извършените по-горе корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Инертстрой-Калето“ АД	л в./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	384,89

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	143,91
----------------------------	--------

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 12 003 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 11 715 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 762 хил. лв. и променливи – 6 953 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 6 106 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:

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	442,32	442,32	444,14	+0,41
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	Не е 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./knp³, при долна работна калоричност 8 200 kcal/knp³.

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 1,85 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.

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:

ЧЗП „Румяна Величкова“	л в./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	392,18
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	151,20
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	112,53

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 11.04.2022 г. 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:

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	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./кнм³, (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 CO₂ не са отчитани и не са прогнозирани. Посочва се, че са приложени отчети за приходите от продажби на електрическа енергия съгласно Справки № 4 и № 6, като подробно са представени продажбите по търговски график от една страна, продажбите с отчитане на премията по чл. 33а от ЗЕ и съответните баланси „недостиг“ и „излишък“. Дружеството не

продава топлинна енергия, доколкото използва произведената такава за собствени нужди –оранжерийно производство.

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:

„Алт Ко“ ООД			
1. Справка №4 – „ТИП в производството“	Предложение	Корекция	Изменение
1.1. Цена на природен газ, BGN/knm ³	1 596	1 325,97	-16,92%

След извършената по-горе корекция, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Алт Ко“ ООД	л в./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	271,60
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	30,62

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

Еднокомпонент на 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./t с долна работна калоричност 2 747 kcal/kg;
 - цена на мазут – 1 254,79 лв./t 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. CO₂“. 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 среднопретеглен 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 CO₂. 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 CO₂ 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 CO₂ – 116 376,50 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)
Прогнозни разходи за емисии CO₂: 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.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Брикел“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Брикел“ ЕАД			
1. Справка 1 – „Разходи“	Предложение	Корекция	Изменение
1.1. Разходи за закупена енергия и балансиране, хил.лв.	13 759	9 261	-32,69%

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

„Брикел“ ЕАД	л в./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	455,25
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	214,27
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	100,60

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	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	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 CO₂.

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 CO₂.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125 MW.

Образуване на цените:

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

Прогнозни емисии CO₂ – 610 000 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 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:

„Солвей Соди“ АД			
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 по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Солвей Соди“ АД	л в./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	563,18
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	322,20
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с	76,86

топлоносител водна пара	
-------------------------	--

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./кнм³ с калоричност 8 200 kcal/кнм³;
- 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 изисквана 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, от дружеството заявяват, 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 амортизациите в дружеството е съгласно МСС 16 и приетата счетоводна политика. Имотите, машините, съоръженията и оборудването се оценяват първоначално по себестойност, включваща цената на придобиване, както и всички преки разходи за привеждането на актива в работно състояние.

Последващите разходи, които възникват във връзка с ДМА след първоначалното признаване, се признават в Отчета за всеобхватните доходи в периода на тяхното възникване, освен ако има вероятност те да спомогнат на актива да генерира повече от първоначално предвидените бъдещи икономически изгоди и когато тези разходи могат надеждно да бъдат оценени и отнесени към актива. В тези случаи разходите се добавят към себестойността на актива. Амортизацията на дълготрайните материални активи се начислява, като се използва линейният метод върху оценения полезен живот на отделните групи активи. Амортизациите започват да се начисляват от месеца, следващ месеца, в който е въведен активът. Избраният праг на същественост за дълготрайните нематериални

активи е в размер на 500 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 текучеството на персонала и попълването на незаети позиции в структурата на дружеството. Предвидени са и средства за изплащане на обезщетения при пенсиониране, поради навършване на пенсионна възраст на някои работници.

Разходите за осигуровки са на база действащите осигурителни прагове и са преценени спрямо разходите за работна заплата. 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 SO₂“. 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. безплатно 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 knm³ природен газ, които емитират 52 973 t CO₂. 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 knm³ природен газ, които ще емитират общо 46 057 t. емисии CO₂. Безплатно разпределените квоти за „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за 2022 г. са 16 351 t. CO₂, при което дружеството ще трябва да закупи 29 706 t.CO₂ при прогнозна цена на CO₂ квоти в размер на 100 евро/t., прогнозния разход за недостигащите количества CO₂ 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 ΔF 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, не са 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.

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 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	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./ knm^3 (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 среднопретеглена 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 среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопредавателната, 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:

„Декотекс“ АД			
	Предложение	След корекция	Изменение
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 заплати (социални осигуровки и социални разходи), хил. лв.	57	32	-43,86%
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 по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Декотекс“ АД	л в./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	395,78
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	154,80

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	182,28
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	182,28

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 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	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./kNm³, при долна работна калоричност 8 203 kcal/kNm³.

„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:

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.

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 корекции на ценообразуващите елементи, както и на необходимите приходи, съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ на „Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД за следващия ценови период.

В тази връзка, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД	л в./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	354,62
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	113,64
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	163,56
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	155,87

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:

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	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./ knm^3 , при долна работна калоричност 8 345 kcal/ knm^3 , (без акциз и ДДС).

Дружеството е представило следната обосновка:

На площадката на предприятие за месопереработване „Димитър Маджаров-2“ ЕООД в гр. Пловдив е изградена инсталация за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с обща инсталирана електрическа мощност на централата: $E = 835 \text{ kW}$ и топлинна мощност $Q = 1\,042 \text{ kW}$. Комбинираното производство се осъществява чрез ко-генератор тип „JMS 316D037C05“. Отделно от ко-генератора, на същата площадка има 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 представило 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,	Цени на енергията по	Предложена цена за	Изменение, %
------------	--------------------	----------------------	--------------------	--------------

	утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	периода 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	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./кнм³, при долна работна калоричност 8 310 kcal/кнм³.

„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 топлообенника преди колектора; подмяна на циркулационна 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:

„Овердрайв“ АД			
	Предложение	Корекция	Изменение
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 по-горе корекции, е определена следната преференциална цена на електрическата енергия:

„Овердрайв“ АД		л в./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия		518,90

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./knm³ (без акциз и ДДС), при долна работна калоричност 8 261 kcal/knm³.

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 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;

Крайна цена на природен газ – 161,57 лв./MWh.

Извършена корекция на ценообразуващите елементи на „МБАЛ – Търговище“ АД за следващия ценови период е следната:

„Многопрофилна болница за активно лечение – Търговище“ АД			
	Предложение	Корекция	Изменение
1. Справка 2 – „РБА“ – преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	606	615	+1,48

След извършените по-горе корекции, е определена следната преференциална цена на електрическата енергия:

„МБАЛ – Търговище“ АД	л в./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	1 098,66

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	Цени на	Предложени	Изменение,
-------------------	----------------	----------------	-------------------	-------------------

	енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	цени за периода 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	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./knm³ (без акциз и ДДС), при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm³.

„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 заложила 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.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Нова Пауър“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Нова Пауър“ ЕООД

1. Справка 1 – „Разходи“	Предложени е	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 извършените по-горе корекции, е определена следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Нова Пауър“ ЕООД	л в./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	373,12
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	132,14

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 1 649 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 559 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./кнм³, (без акциз и ДДС) и при долна работна калоричност 8 279 kcal/кнм³.

„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./kNm³; 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 среднопретеглена 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:

„Оранжерии Петров дол“ ООД			
	Предложение	Корекция	Изменение
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/knm ³	1 603,09	1 071,61	-33,15%

След извършените по-горе корекции, е определена следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжерии Петров дол“ ООД	л в./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	346,94
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	105,96

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%
Еднокомпонент на 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./t., при калоричност 1 570 kcal/kg и цена на мазут – 1 278,77 лв./t. 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 (CO₂) за 2022 г. и за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., разходите за закупуването им, както и количествата безплатни емисии CO₂; 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 изискваните 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 CO₂ квоти, разходи за балансираща електроенергия, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоползване, купена електрическа енергия, депониране на пепелина и др. Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период.

Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е както следва:

Основно гориво – за прогнозния период дружеството планира горивният микс за топлофикационния блок в „ТЕЦ - Бобов дол“ АД да се състои от въглища – доставяни от „Тибиел“ ЕООД с качествени показатели оптимални за производствения процес и цена 730 лв./t. усл. г., франко ТЕЦ и биомаса при цена на доставчика 89,36 лв./t.

Разходите за гориво за разпалване (мазут) са изчислени по цена 1 278,77 лева/t. 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.CO₂/TJ и фактор на окисление от 94,55% и за мазут EF 77,40 t.CO₂/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.CO₂. 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 CO₂ – 709 250 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 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.

Извършена е следната корекция:

„ТЕЦ - Бобов дол“ АД			
	Пред ложение	Коре кция	Изме нение
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 по-горе корекция и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„ТЕЦ - Бобов дол“ АД	л в./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	380,98
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	140,00
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	40,00
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	37,68

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.

Изказвания по т.2.:

Докладва Б. Паунов. 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. 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. 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“. На основание чл. 3, ал. 2, т. 1, във връзка с чл. 24 от НРЦТЕ, с писмо Комисията на 39 дружества е указала 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.

Анализ на общото финансово състояние за 2022 г. на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ е извършен на база представените годишни финансови отчети. 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 общ подход. Прогнозните условно-постоянни разходи на дружествата са формирани въз основа на направен детайлен анализ и са приети отчетните данни за 2022 г., коригирани спрямо инфлационния индекс за периода януари - декември 2021 г., който е 15,3% по официални данни на НСИ. Разходите за амортизации са коригирани съобразно 30-годишен срок за активите в преноса и 15-годишен срок активите в генериращите мощности. Относно разходите за ремонт са приети отчетните данни за 2020 г., коригирани със средния инфлационен индекс за 2022 г. по официални данни на НСИ. Разходите за заплати и възнаграждения, отчетът за 2020 г. е коригиран спрямо официални данни на НСИ.

Извършена е корекция по технологични разходи по преноса, които пряко влияят върху цената на топлинната енергия, респективно утежняват клиентите на топлинна енергия по отношение на цените и разходите, които те осъществяват.

Прогнозните разходи за природен газ са формирани при спазване на изискванията на чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и са направени при стойност за регулаторния период 88,12

лв./MWh.

По отношение на разходите за цената за емисии въглероден диоксид са ползвани стойности 88,00 €/t CO₂. Корекцията на необходими приходи е извършена по силата на чл. 8, ал. 10 – ал. 12 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ. Определени са корекции за недовзет приход на газ, като същевременно са предвидени и корекции за емисии, които са в „+“ за предишния ценови период. Това означава, че при определяне на прогнозна цена на CO₂ в Решение № Ц-18 е по-висока от реализираната цена за този ценови период.

И. Н. Иванов каза, че са вложили по-малко средства за закупуване на емисии през отчетния период.

Б. Паунов потвърди това и допълни, че това е отразено в корекциите. Имат надвзет приход от емисии, спрямо недовзет от природен газ. Това е отразено за всички дружества в таблица.

При определяне на преференциалните цени на електрическата енергия са ползвани прогнозна пазарна цена за съответната група, в които попадат топлофикационните дружества в размер на 240,98 лв./MWh. Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 33а от ЗЕ, прогнозната пазарна цена е в размер на 240,98 лв./MWh. Във връзка с това подробно в доклада са нанесени за всички дружества в сектора данните, които те са предоставили, корекциите, които те са извършили. Цените, които работната група е изчислила за новия ценови период, се различават от цените, които са подадени в заявленията, за които е имало обществен отзвук, особено за няколко дружества. Потърсени са резерви, направени са корекции на някои от предоставените данни. Работната група е счела, че има възможности да оптимизират своята работа по отношение на разходите за горива, разходите за материали и да подобрят състоянието на топлопреносните мрежи, които са основен фактор за повишаване на цената на топлинната енергия, тъй като отчетните данни за технологични разходи са доста смущаващи за някои дружества.

На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката, работната група предлага Комисията:

1. Да приеме настоящия доклад;
2. Да определи дата, час и място на провеждане на открито заседание за разглеждане на приетия по т. 1 доклад, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията, като се осигури и възможност за дистанционно участие;
3. Да покани за участие в откритото заседание лицата, представляващи по търговска регистрация заявителите или други упълномощени от тях представители.

П. Младеновски допълни, че в цените на топлофикациите са признати и недовзетите приходи от предходния ценови период. Общата стойност на недовзетия приход за газовите централи е в размер на близо 300 млн. лв. Тъй като отчетената цена на газа е с 45% по-висока от прогнозната такава, този недовзет приход е намален с надвзет приход от въглеродни емисии в размер на 32 млн. лв., като общата сума е 268 408 хил. лв. недовзет приход в топлофикациите за предходния период.

Най-важното е изменението на „Топлофикация София“ ЕАД на топлинната енергия, което е 0,05%. Среднопретегленото изменение на цените на топлинната енергия отново е 0,05% за всички дружества.

И. Н. Иванов обобщи, че „Топлофикация София“ ЕАД е като топлофикация за референтни стойности по отношение на цените.

Б. Голубалев каза, че „Топлофикация София“ ЕАД е най-коментиранията. Преференциалната цена за електрическата енергия е намалена от 1 213,28 лв./MWh на 955 лв./MWh. Това също не е малка стойност за преференциална цена, няма друг с по-висока преференциална цена от комбинирано производство.

Б. Паунов отговори, че големите нямат толкова, но -12,14% е по-ниска цената.

Б. Голубалев отбеляза, че е трябвало да правят когенератори да подобрят много неща, а за една година не са направили нищо.

П. Младеновски обясни, че една от причините да е толкова висока цената е, че компенсацията на „Топлофикация София“ ЕАД е около 252 лв./MWh.

И. Н. Иванов каза, че излиза, че цената е 714.

П. Младеновски допълни, че има стари разходи и недовзетия приход от цената на природния газ, 252 лв. е тази цена, така че тяхната цена е около 714 лв. 72% от топлинната енергия, която се произвежда на територията на страната, е от „Топлофикация София“ ЕАД.

Б. Голубарев каза, че това е безспорно, но въпросът е за преференцията на тока, който плащат всички от отопляемите клиенти.

И. Н. Иванов отбеляза, че в новините се коментира, че цената на природния газ е намаляла два пъти, а цената на топлинната енергия не мърда. Причината за това е, че през целия 12-месечен период прогнозната цена, заложена в решението от 01.07.2022 г., е останала непроменена (115 лв./MWh за „Топлофикация София“ ЕАД). Заедно с това е имало месеци, през които природният газ е стигал до цена 353 лв./MWh. Независимо от това, че цената на природния газ е била толкова висока, „Топлофикация София“ ЕАД е продължавала да използва цената от 115 лв./MWh при фактурирането на потребената топлинна енергия от клиенти на дружеството. Тогава същите тези хора не са казали защо се задържа цената на топлината енергия, след като три пъти се е увеличила цената на природния газ. „Топлофикация София“ ЕАД има недовзет приход от природния газ 205 млн. лв. Тези 205 млн. лв. по определен начин трябва да бъдат отразени, а не да фалира топлофикацията, защото градът ще остане без топлинна енергия следващия сезон, ако „Топлофикация София“ ЕАД фалира, те са пренесени в цените за новия ценови период от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. Председателят счита, че това, което е направено – да се задържи цената на топлинната енергия и по-скоро да се промени за София със 7 ст., 0,05% от предложената цена, е най-добрият подход. В публично заявление трябва да се отбележи, че най-вероятно цената на топлинната енергия ще се увеличи с 11% поради намеренията да се повиши ДДС до първоначалната стойност от 20%, тъй като финансите на държавата са в недобро състояние, но това вече не е акт на Комисията. Комисията запазва цената на топлинната енергия и при необходимостта от това компенсиране на недовзетия приход, това е едно постижение, без да счита, че ще намери признание. Председателят благодари на работната група.

И. Н. Иванов насрочи провеждане на открито заседание за изслушване на становищата на енергийните дружества, обект на разглеждане в доклада, за 01.06.2023 г. от 10:00 ч. Срок за представяне на становища - до 01.06.2023 г. до 16:00 ч. При публикуване на съобщението за открито заседание непременно да се обяви срокът за представяне на становищата. Това означава, че присъствено взелите участие, би трябвало веднага да депозират своите становища, а другите също да знаят, че до 16 ч. на 01.06.2023 г. е срокът за представяне на становища. Насрочва закрито заседание за приемане на проект на решение на 02.06.2023 г. от 14:00 часа. Насрочва провеждане на обществено обсъждане на 06.06.2023 г. от 10:00 часа. Провеждане на закрито заседание за приемане на решение на 30.06.2023 г. Всички дати да се отбележат в протокола, а срокът за представяне на становища непременно да бъде отразен.

И. Н. Иванов подложи на гласуване проекта на решение с направените допълнения.

На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката, Комисията

Р Е Ш И:

1. Приема доклад 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.;

2. Насрочва открито заседание на 01.06.2023 г. от 10:00 ч. за разглеждане на приетия по т. 1 доклад, на което да бъдат поканени упълномощени представители на заявителите, като се осигури възможност и за дистанционно участие

3. Приетият доклад, датата и часът на откритото заседание да бъдат оповестени на интернет страницата на КЕВР;

4. Определя срок за представяне на становища до 16:00 часа на 01.06.2023 г.;

5. Насрочва закрито заседание за приемане на проект на решение на 02.06.2023 г. от 14:00 часа;

6. Насрочва обществено обсъждане на 06.06.2023 г. от 10:00 часа.

7. Насрочва закрито заседание за приемане на окончателно решение на 30.06.2023 г.

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

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

По т.3. Комисията разглежда доклад относно **утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.**

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 1, 6, 9, 10, 13 и 17 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежат цените: по които производителите в рамките на определената им от Комисията разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ продават електрическа енергия на обществения доставчик; по които общественият доставчик продава на крайните снабдители изкупената на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ електрическа енергия; по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа, на ниво ниско напрежение; за достъп и/или за пренос до/през електропреносната мрежа; за достъп и/или за пренос до/през електроразпределителните мрежи и „цената за задължения към обществото“, съставляваща цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: за компенсиране на невъзстановяеми разходи и разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото.

Според чл. 35, ал. 2, т. 3 и т. 3а от ЗЕ за произтичащи от наложени задължения към обществото се приемат разходите от задължения за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени по чл. 162 от ЗЕ и по чл. 31 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ), както и разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ.

За електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана

електрическа мощност 500 kW и над 500 kW, Комисията определя премии, като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин (чл. 33а от ЗЕ).

Комисията определя на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) с обща инсталирана мощност от 500 kW и над 500 kW премии, като разлика между определената до влизане в сила на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.) преференциална цена, съответно актуализирана преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник – § 28, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.).

По силата на чл. 36б, ал. 1 от ЗЕ Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС, Фонда) управлява средствата за покриване на разходите, извършени от обществения доставчик, произтичащи от задълженията му по чл. 93а и 94 от ЗЕ, както и на разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ.

В контекста на чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., за целите на определянето на елемента на цената за задължения към обществото – премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. Според чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи.

Предвид горното, за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

I. Прогнозна пазарна цена за регулаторния/ценовия период

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

За гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена в горните случаи. Съгласно чл. 37а от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, Наредбата) Комисията определя прогнозна пазарна цена

за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

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

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на 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 7,00 евро/MWh и 7,50 евро/MWh. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърските сделки.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX¹¹ (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 HUDEX¹².

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

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

Горните данни показват, че стандартната девиация между българския и румънския пазар е около 6,36 лв./MWh (3,25 евро/MWh), докато с унгарския – около 14,18 лв./MWh (7,25 евро/MWh). Ако се анализират данните по месеци и/или тримесечия, девиацията български-унгарски пазар варира от 13,50 лв./MWh до 20,00 лв./MWh, в зависимост от търгуваните обеми и цените на капацитетите в региона. Към настоящия момент не са налични данни на EEX относно Q1 2024 и Q2 2024, съответно за H1 2024 за българския и румънския пазар, като такива са публикувани само за унгарския. Те обаче могат да се изчислят, като се използва стандартната девиация спрямо унгарския пазар, за който са налични данни. Изчислените данни са представени по-долу:

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q1 2024	314,71	328,89	333,94
Q2 2024	241,04	255,22	261,28
H1 2024	277,87	292,05	297,61

¹¹ <http://www.eex.com>

¹² <https://hudex.hu>

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

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

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

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

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

Съгласно чл. 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 (p.2/p.1)	0,95836
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	245,69 лв./MWh

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 (p.2/p.1)	0,99430
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	254,91 лв./MWh

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 Кс (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	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	240,98 лв./MWh

8. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия:

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджектс“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Енери Солар БГ 1“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово), „РЕС Технолъджи“ АД (ФЕЦ Златарица), „Дъбово Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Дъбово), „Компания за енергетика и развитие“ ООД (ФЕЦ Добрич), „Екоенерджи Солар“ ЕООД (ФЕЦ Екоенерджи Солар), „Е.В.Т. – Електра Волт Трейд“ АД (ФЕЦ Е.В.Т. – Електра Волт Трейд), „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД (ФЕЦ PV-центра 1), „Би Си Ай Казанлък 2“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 3“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 4“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 5“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 6“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 7“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 8“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 9“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 10“ ЕООД, „Уинд Форс БГ“ ЕООД (ФЕЦ Чобанка), „Екосолар“ ЕООД (ФЕЦ Екосолар), „Риал Стейтс“ ЕООД (ФЕЦ Априлци) 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 Кс (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	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	250,27 лв./MWh

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 Кw (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	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	231,83 лв./MWh

10. Производители на електрическа енергия, произведена от

водноелектрически централи (ВЕЦ) с инсталирана мощност до 10 MW:

Извършена е симулация на участието на „Българско акционерно дружество Гранитоид“ АД (чрез каскада „Рила“), „ЕНЕРГО-ПРО България“ ЕАД (чрез ВЕЦ „Петрохан“) и „ВЕЦ Козлодуй“ ЕАД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	495,30 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	513,27 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	1,03629
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	265,67 лв./MWh

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	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	260,12 лв./MWh

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., съответно за оператора на електропреносната мрежа, операторите на електроразпределителни мрежи и групите производители е, както следва:

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

II. ПРОИЗВОДИТЕЛИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

При утвърждаване на цените на енергийните предприятия, получили лицензия за дейността „производство на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка, в КЕВР са постъпили заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия от следните производители:

заявление с вх. № Е-14-24-7 от 03.04.2023 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление с вх. № Е-13-12-2 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-4 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-34-3 от 04.04.2023 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД, заявление с вх. № Е-14-09-4 от 03.04.2023 г. от „Топлофикация-Русе“ АД и заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2023 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) относно водноелектрическите централи, собственост на дружеството.

КЕВР определя прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да закупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик сключва сделки с крайните снабдители – чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ. Следователно, КЕВР следва да утвърди цени на електрическата енергия само на тези производители, от които е предвидила разполагаемост и количества енергия за регулирания пазар по реда на посочената разпоредба от ЗЕ. Комисията, обаче, не определя разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период, с изключение на тези по чл. 93а и 94 от ЗЕ – чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ. В тази връзка, КЕВР следва да разгледа и анализира посочените по-горе заявления на производителите, след което да утвърди цени на електрическата енергия само на дружествата, които изпълняват условието на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ.

1. „АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД

1.1. Анализ и оценка на предоставената от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД прогнозна информация.

С Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, в частта по т. II.2., на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 60,96 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 954 109 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 650 833 MWh.

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

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

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

– Възвръщаемост – 60 722 хил. лв.;

– Нетна електрическа енергия – 15 442 370 MWh;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 16 288 792 MW*h.

Ценообразуващите елементи са определени от дружеството при следните допускания:

– цената на електрическата енергия възстановява икономически обосноващите 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 линеен 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 амортизацията е с 2% по-висок от отчетната стойност на амортизационните отчисления за 2022 г. Разчетен е на база разходи за амортизация съгласно индивидуалния счетоводен амортизационен план на дружеството и амортизационните планове на предвидените за въвеждане в действие през ценовия период активи, съгласно счетоводните политики;

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

сравнение на разходите за ремонт за предстоящия ценови период по отчетните данни от предходната календарна година е нецелесъобразно и технологично несъотносимо;

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

– ядреното гориво е на стойност 118 523 хил. лв., като разходите за осигуряването му не са обвързани със и съответно не са определени на база специфичен разход на условно гориво, поради неприложимостта му за технологията на електропроизводство от ядрено гориво. Реално измеримият показател за икономическа ефективност на атомната централа е горивната компонента, отразяваща разходите за свежо ядрено гориво за производството на единица електрическа енергия. Технологията на електропроизводство от ядрено гориво при четиригодишен горивен цикъл изисква частично презареждане на активната зона на реактора всяка година. Броят на свежите касети и компановката на активната зона са определени след анализ на резултатите от предходната горивна кампания и провеждане на специализирани неутронно-физични разчети, при които характеристиките на активната зона се оценяват за съответствие с приоритетните изисквания за обезпечаване на безопасността на ядрените инсталации, дефинирани в ТООБ (техническа обосновка на безопасността), ТР (технологичен регламент) за безопасна експлоатация и лицензиите за експлоатация на ядрените съоръжения, както за текущата, така и за следващите четири горивни кампании; отчитат се планираните графици за натоварване на ЯЕБ и продължителността на необходимите планови ремонти с оглед постигане на безопасна и ефективна експлоатация и планираното електропроизводство; предвижда се зареждане на блок № 6 с 42 броя свежи топлоотделящи касети (ТОК) тип ТВСА-12 и 48 броя свежи ТОК тип ТВСА на блок № 5; към стойността на горивото и кластерите за зарядките са добавени и съпътстващите ги задължителни разходи по доставката (разрешения от АЯР, транзитни и други такси); цените на отделните типове ТОК, които ще бъдат заредени в активните зони на реакторите, са предвидени съгласно действащия договор за доставка на свежо ядрено гориво. Предвид разликите в горивната конфигурация и в производството през 2022 г. и за следващия регулаторен период, формалното сравнение и фиксиране на разходи за гориво за предстоящ период по отчетни разходи за предходен период без да се вземат предвид обективните технологични и физични фактори е нецелесъобразно;

– регулаторната база на активите (РБА) е определена на база на стойността на активите към 31.12.2022 г., пряко свързани с дейността производство на електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и възлиза на 2 110 015 хил. лв. Необходимият оборотен капитал, като част от РБА, възлиза на 89 418 хил. лв. и е изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не са включени разходите за амортизации и разходите за обезценка на несъбираеми вземания;

– нормата на възвръщаемост (НВ) е 2,88%, при НВ на собствения капитал – 2,59%.

1.2. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, прогнозираните разходи са коригирани, както следва:

– Осигурителните вноски са коригирани до отчетените през 2022 г., предвид обстоятелството, че дружеството не е 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. II.3.1., КЕВР е утвърдила за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. на НЕК ЕАД цена за производство на електрическата енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 80,98 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи от 257 427 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 3 178 843 MWh.

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

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

– Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. от 3 151 095 MWh, като количеството електрическа енергия е определено съгласно чл. 19, ал. 3 от НРЦЕЕ на база средногодишното производство за последния 11-годишен период;

– Условно-постоянните разходи са прогнозираны 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 прогнозиран на нивото на отчета за 2022 г.;

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

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

- Разходите за безплатна храна са прогнозирани съгласно условията в колективния трудов договор (КТД) и Наредба № 11 от 21.12.2005 г. за определяне на условията и реда за осигуряване на безплатна храна и/или добавки към нея и КТД);

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

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

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

- НЕК ЕАД включва в цената на ВЕЦ и разходи за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 20 203 хил. лв. Дружеството аргументира тези разходи с намаленото производство от ВЕЦ и необходимостта за производство от ПАВЕЦ за покриване на вечерния пик на потребление, като ПАВЕЦ трябва да работи в помпен режим през нощта, за да осигури необходимата вода за електропроизводство в пиковите часове;

- РБА е изчислена съгласно предварителния отчет за 2022 г. Използваната от дружеството НВ е в размер на 6,27%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 2,89% и НВ на собствения капитал от 7,50%.

2.2. Ценообразуващи елементи на цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД

След анализ на информацията, която се съдържа в подаденото от НЕК ЕАД заявление за утвърждаване на цени и в представения предварителен годишен финансов отчет на дружеството за 2022 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

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

- Разходите, пряко свързани с лицензионната дейност, са коригирани от 20 806 хил. лв. на 19 462 хил. лв., като разходите за работно облекло, въоръжена и противопожарна охрана, разходите за командировки и разходите, класифицирани като други разходи, са признати на ниво отчет 2022 г. Тези разходи са необосновано завишени (част от тях в пъти), като дружеството не е обосновоало 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
Разлика за компенсиране чрез цена за ВЕЦ			2 104

– Предложените стойности на РБА и НВ не са коригирани.

Във връзка с гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, са следните:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	3 151 095	3 151 095
2	Променливи разходи	хил. лв.	94 118	76 019
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	117 882	113 902
4	Възвръщаемост	хил. лв.	74 366	74 366
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	286 367	264 287
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	90,88	83,87

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

3. „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

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

Със заявление с вх. № Е-13-12-2 от 31.03.2023 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

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

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 2 406 415 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 337 537 хил. лв., консумативи – 37 025 хил. лв., други променливи разходи – 2 031 854 хил. лв. (такса услуга водоползване – 209 хил. лв., енергия за производствени нужди – 770 хил. лв., разходи за покупка на електрическа енергия от свободен пазар – 2 638 хил. лв., депониране на пепелина – 7 837 хил. лв., разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 2 020 400 хил. лв.);

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

- Възвръщаемост – 60 283 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 8 648 792 MWh;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 10 226 197 MW*h.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 8 648 792 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 2 406 415 хил. лв., като дружеството включва горива за производство: местни въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД, мазут и природен газ, разходи за закупени квоти за въглеродни емисии, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи, като услуга водоподаване, енергия за собствени нужди и депониране на пепелина.

В заявлението си дружеството е представило информация за отделните групи променливи разходи:

– Основното гориво, използвано в „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, са въглища, добивани от „Мини Марица изток“ ЕАД в Източномаришкия енергиен комплекс, които се характеризират от една страна с високо сярно и пепелно съдържание и влажност, а от друга и с много ниска калоричност. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 332 637 хил. лв. при нова цена на въглищата от 01.03.2022 г. в размер на 87,35 лв./тУГ. Не е предвидено увеличение на цената на въглищата в рамките на новия регулаторен период;

– Предвидените разходи за гориво за разпалване са на обща стойност 4 900 хил. лв. и включват разходи за мазут – 1 701 хил. лв. и разходи за природен газ – 3 199 хил. лв. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база прогнозна цена 1 692,61 лв./х.нм³ с включена цена за пренос и прогнозна цена за достъп през газопреносната мрежа;

– При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за варовик формирани от количеството варовик 953 370 тона, използвано за сероочистване на димните газове, като сключените договори за доставка са с действаща цена за тон варовик в размер на 37,00 лв./тон. Планираните разходи за варовик възлизат на 35 275 хил. лв.;

– Разходите за водоползване се формират съгласно чл. 10, ал. 1 от Тарифата за таксите за водовземане за ползване на воден обект и декларация по чл. 194б от Закона за водите за изчисляване на дължимата такса по утвърден образец от министъра на околната среда и водите за разрешено ползване на воден обект за 2018 г. на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД;

– Разходите за квоти за парникови газове са формирани въз основа на очакването на дружеството да емитира 11 351 803 тона парникови газове, като цялото количество следва да бъде закупено по пазарни цени. Общата стойност на разходите за квоти за новия регулаторен период е изчислена на 2 020 400 хил. лв., като за изчислението е използвана цена от 91 евро/тон.

Условно-постоянните разходи, заявени от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, включват пет основни групи: разходи за заплати, разходи, свързани с осигурителното законодателство, разходи за амортизации, разходи за ремонти и разходи, пряко свързани с дейността по лицензията. Общата стойност на планираните условно-постоянни разходи за новия ценови период възлиза на 387 219 хил. лв.

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

– Планираните средства за работни заплати и осигуровки за новия ценови период се увеличават с 8,29% спрямо отчетените за 2022 г. и възлизат на 98 982 хил. лв. Увеличението се дължи на нов КТД за периода 01.01.2022 г. – 31.12.2023 г., сключен на 26.11.2021 г., и анекс към него от 12.01.2022 г., който предвижда размерът на основните месечни трудови възнаграждения в „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД да се повиши с процента на увеличение на минималната работна заплата за страната;

– Разходите, свързани със социални осигуровки, възлизат на 45 189 хил. лв., като според дружеството тяхната стойност е в съответствие със социално-осигурителното

законодателство. Общата стойност на тези разходи също се увеличава през новия регулаторен период съобразно предвидения ръст на работните заплати;

– Планираните разходи за амортизации през новия ценови период възлизат на 140 000 хил. лв. Според „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД приложимата счетоводна политика за тяхното отчитане е съобразена с изискванията на КЕВР за прилагане на линеен метод на амортизация, спрямо полезния живот на активите;

– Дружеството посочва, че ремонтната програма за новия регулаторен период е на стойност 59 161 хил. лв. и завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2022 г., се дължи на планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение, както и най-вече на значителното повишение на цените на материалите, суровините и услугите в резултат на инфлацията, която по данни на Националния статистически институт (НСИ) за индекса на потребителските цени за периода от месец януари 2022 г. до месец януари 2023 г. възлиза на 16,4%;

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

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

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

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

– „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е включено в приложението към чл. 1, ал. 1 от Постановление № 181 на Министерския съвет от 20.07.2009 г. за определяне на стратегическите обекти и дейности, които са от значение за националната сигурност (ПМС № 181 от 2009 г.);

– Централата е ключов елемент на ЕЕС и осигурява както основен товар за консумация, така и пълноценно участие в регулирането на честотата на напрежението в системата при най-ниска себестойност между останалите топлоелектроцентрали;

– ТЕЦ „Марица изток 2“ е единствената централа, която има връзка с трите нива на напрежение на ЕЕС на Република България – 110, 220 и 400 kV, което я прави основен фактор за устойчивата работа на ЕЕС, за ограничаване на разпространението на тежки аварии и подпомагане бързото възстановяване на системата;

– Енергийна сигурност и гарантиране на снабдяването с електрическа енергия не означават и не се свеждат единствено до статистически данни за възникнали тежки аварии и предприети действия за тяхното отстраняване съгласно ПУЕЕС. Осигуряването за енергийната сигурност, като стратегическа инфраструктура, е непрекъснат процес и оценката за нейния успех е наличието на непрекъснати енергийни доставки за всички потребители на територията на Р България. Включването на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в енергийния микс на обществения доставчик за новия регулаторен период ще осигури гарантиране на енергийните доставки на територията на страната.

3.2. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, условно-постоянните разходи на дружеството са коригирани от 387 219 хил. лв. на 356 257 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за амортизации, социалните разходи, разходите за материали за текущо поддържане, до нивото, отчетено през базисната година. Освен, че дружеството не е 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.¹³ е преизчислена на 1 935 141 хил. лв.¹⁴, като очакваното количество емитирани парникови газове е преизчислено на 11 243 429 тона.

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

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

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

4. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ ЕАД

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

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

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

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

¹³ Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 91,00 €/тон

¹⁴ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 88,00 €/тон

- 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 (депонирани) – 115 хил. лв., такса услуга водоползване – 266 хил. лв., вода за производствени нужди – 365 хил. лв., разходи за покупка на електрическа енергия – 6 009 хил. лв., акциз на въглища за производство на топлинна енергия в инсталации за КП – 163 хил. лв., разходи за външни услуги – 39 054 хил. лв., разходи по чл. 36е от ЗЕ – 9 240 хил. лв., разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 150 501 хил. лв.);
- Условно-постоянни разходи – 86 221 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 22 649 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 6 618 хил. лв.; социални разходи – 639 хил. лв.; разходи за амортизации – 11 445 хил. лв.; разходи за ремонт – 36 847 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 8 024 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 15 445 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 1 563 000 MWh;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 2 299 380 MW*h.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложените 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 заложените параметри:

- Разполагаеми два енергийни блока, тъй като един блок е в топлофикационен режим;
- Времетраене на съгласуваните периоди за ремонт на блок – 180 дни;
- Времетраене на несъгласувани по време престои за поддръжка – 5%;
- Обща брутна разполагаема мощност – 2 299 380 MW*h;
- Норма на възвръщаемост на капитала – 7,67%, 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. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, се установи, че условно-постоянните разходи на дружеството са определени като отчетените през базисната година стойности (без разходите за амортизации) са индексирани с инфлационен коефициент в размер на 10%. В тази връзка корекция до отчетеното ниво през базисната година е извършена единствено на съдебните разходи и тези за местни данъци, за които инфлацията е неприложима.

По отношение на променливите разходи на дружеството, разходите по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ не са признати, предвид разпоредбата на чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, съгласно която за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходите на производителите, съставляващи дължими на ФСЕС вноски в размер на 5% от приходите от продадената електрическа енергия, без ДДС. Разходите за квоти за въглеродни емисии са преизчислени от 150 501 хил. лв.¹⁵ на 139 412 хил. лв.¹⁶

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

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

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

5. „ТЕЦ МАРИЦА 3“ АД

5.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Марица 3“ АД прогнозна информация.

Със заявление с вх. № Е-14-34-3 от 04.04.2023 г. „ТЕЦ Марица 3“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 451,93 лв./MWh, без ДДС;

¹⁵ Стойността е изчислена от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 95,00 €/тон

¹⁶ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 88,00 €/тон

- 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.;

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

- Възвръщаемост – 835 хил. лв.;

- Разполагаемост на предоставената мощност – 656 640 MW*h;

- Нетна електрическа енергия – 135 000 MWh.

Производствената програма на „ТЕЦ Марица 3“ АД за новия ценови период предвижда производството на 135 000 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 61 011 хил. лв., като в нея дружеството включва горива за производство: местни въглища – 162 685 т., биомаса – 40 500 т. и природен газ – 1 500 х.нм³, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: енергия за собствени нужди, депониране на пепелина и разходи за закупени квоти за въглеродни емисии. Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е както следва:

- основното гориво, използвано в „ТЕЦ „Марица 3“ АД, са въглища от „Марица Енерджи“ ЕООД. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 8 033 хил. лв. Очаква се специфичният разход на условно гориво за бруто произведена електрическа енергия да е 434,1 гуг./kWh. Разходи за биомаса – 2 734 хил. лв. Действаща средна цена на гориво към 31.12.2022 г. – 160,77 лв./тУГ;

- разходите за газ за разпалване и стабилизиране на горивния процес са на обща стойност 1 950 хил. лв. По-високите разходи за природен газ се дължат на прогнозираното по-голямо производство и увеличаване (поради диспечиране) на циклите пуск/стоп за централата. Очакваният разход на природен газ за целия период е около 1 500 х.нм³. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база утвърдената от КЕВР цена;

- по отношение разходите за консумативи дружеството посочва, че с най-голяма тежест са разходите за варовик и хидратна вар, формиращи 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 модернизирани на остарели производствени мощности и изграждане на екологични съоръжения (сероочистващи инсталации на блок

3), редица ремонти на блок 120 MW, което е довело до увеличаване на стойността на дълготрайните материални активи, респективно на разходите за амортизации.

„ТЕЦ Марица 3“ АД планира ремонтна програма за новия период на стойност 1 938 хил. лв. Дружеството обосновава завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2022 г., с планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение.

Планираното увеличение на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, е свързано с извършен предварителен анализ и оценка на влиянието на някои външни фактори върху общия обем на разходите, като например увеличение в цените на горивата води до увеличение на общия обем разходи за автотранспорт. Дружеството планира и вътрешна оптимизация на разходите за материали за текущо поддържане, работно облекло, служебни карти за пътуване и др.

Дружеството посочва, че в съответствие с „Указания за образуване на цените при производство на електрическа енергия при прилагане на метода за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, в регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв. Изчислената регулаторна база на активите, посочена в заявлението, възлиза на 11 927 хил. лв.

5.2. Ценообразуващи елементи

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

По отношение на променливите разходи на дружеството, разходите за закупена електрическа енергия са коригирани от 17 732 хил. лв. на 11 526 хил. лв. предвид прогнозата пазарната цена да е с около 45% по-ниска спрямо отчетената за предходната година. Разходите за квоти за въглеродни емисии са преизчислени от 26 200 хил. лв.¹⁷ на 21 958 хил. лв.¹⁸

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

¹⁷ Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица 3“ АД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 105,00 €/тон

¹⁸ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 88,00 €/тон

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

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. 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 амортизациите, се отразяват след въвеждането им в експлоатация, т.е. отчетени през базисната година. Стойностите на променливите разходи не са коригирани.

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „Топлофикация Русе“ АД, са както следва:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	251 757	251 757
2	Променливи разходи в т.ч.	хил. лв.	117 102	117 102
2.1.	квоти за въглеродни емисии	хил. лв.	25 662	25 662
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	1 653	1 241
4	Възвръщаемост	хил. лв.	61	61
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	118 816	118 404
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	471,94	470,31

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

III. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА РАЗПОЛАГАЕМОСТ ПО ЧЛ. 21, АЛ. 1, Т. 21 ОТ ЗАКОНА ЗА ЕНЕРГЕТИКАТА

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 1 от ЗЕ КЕВР определя прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които 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 и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниво ниско напрежение, когато тези клиенти не се снабдяват от друг доставчик (чл. 93а, ал. 2 от ЗЕ).

Съгласно чл. 93а, ал. 1 от ЗЕ 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 располагаемостта, следва да съответства на ценовия период на тези цени – 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

Във връзка с определяне на располагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с: вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2023 г. от НЕК ЕАД, вх. № Е-13-47-13 от 30.03.2023 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, вх. № Е-13-49-7 от 31.03.2023 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-14 от 31.03.2023 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-7 от 03.04.2023 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-2 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-33-4 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, вх. № Е-14-34-3 от 04.04.2023 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД и вх. № Е-14-09-4 от 03.04.2023 г. от „Топлофикация-Русе“ АД. Използвана е и информация, постъпила от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД в отговор на изпратено от КЕВР писмо с изх. № Е-13-77-5 от 04.04.2023 г.

Въз основа на гореизложеното, за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са определени прогнозни количества електрическа енергия, които общественият доставчик ще продава за покриване на потреблението на крайните снабдители, без включени количества за обмен със съседни електроразпределителни дружества, посочени по-долу:

- „Електрохолд Продажби“ ЕАД – 4 926 799 MWh;
- „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 334 451 MWh;
- „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 2 959 581 MWh;
- „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – 2 150 MWh.

Предвид отклоненията на прогнозите на крайните снабдители от реално закупените количества от обществения доставчик през последните три ценови периода, както и разминаването в прогнозите на НЕК ЕАД (12 558 076 MWh) и крайните снабдители (11 957 568 MWh) за следващия ценови период, при определянето им са използвани отчетните данни за 2022 г., които са индексирани с 3% – 12 222 981 MWh.

Въз основа на извършен анализ на информацията относно прогнозната структура на производството и потреблението на електрическа енергия за новия ценови период е установено, че необходимото количество електрическа енергия за покриване нуждите от енергия в страната е в размер на 33 876 757 MWh, от които 12 222 981 MWh за крайни битови клиенти на регулиран пазар.

Предвид горното е необходимо да се извърши оценка на производствените мощности, които трябва да се включат в располагаемостта 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 располагаемост 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 располагаемост по реда на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ. Предвид изискването на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ, за тези производители са посочени и по-горе изчислените цени на електрическа енергия, съответно разликата между тях и прогнозната пазарна цена:

Производител		Пълна цена за енергия, лв./MWh	Прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., лв./MWh	Разлика в %
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	63,48	256,37	-75,24%
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	83,87	256,37	-67,29%
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	316,61	256,37	23,50%
4	„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	417,71	256,37	62,93%
5	„ТЕЦ Марица 3“ АД	449,54	256,37	75,35%
6	„Топлофикация Русе“ АД	470,31	256,37	83,45%

Видно от горната таблица, с оглед изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ и чл. 24, ал. 2 от ЗЕ КЕВР не следва да определя разполагаемост на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД, „Топлофикация Русе“ АД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Допълнителен аргумент в тази връзка може да се изведе от изискванията на чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, съгласно които Комисията следва да осигури условия за развитие на конкурентни и добре функциониращи регионални пазари в рамките на Европейския съюз, предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар, като едновременно с това осигури балансирано изменение на цените за крайните клиенти. Както е посочено по-долу, в микса на НЕК ЕАД попадат цялото изкупувано по преференциални цени количество електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от централи с обща инсталирана електрическа мощност по-малка от 500 kW, и електрическата енергия по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия. Предвид прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 256,37 лв./MWh, е обосновано миксът на обществения доставчик да се допълва с електрическа енергия по цени близки или по-ниски от тези на пазара. Обратното би означавало, че на производителите с регулирани цени, по-високи от пазарните, се осигурява конкурентно предимство, тъй като продавайки на обществения доставчик на по-високи цени ще имат възможност да предлагат на свободния пазар количества на по-ниски цени от тези на останалите пазарни участници, което е в противоречие с принципите по чл. 23, т. 2 – т. 6 от ЗЕ. В тази връзка определянето на количества на ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, и разполагаемост на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е с оглед значително по-ниските цени на тези производители, спрямо предложените такива от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „Топлофикация Русе“ АД. За тези дружества не може да бъде определена разполагаемост за производство на електрическа енергия за изкупуване от обществения доставчик, тъй като видно от аргументите по т. II. по-горе тяхната регулирана цена би била с повече от 10 на сто над прогнозната пазарна цена по т. I. по-горе – арг. от чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ.

Предвид горните аргументи, следва да бъдат определени разполагаемост, съответно количества електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и на НЕК ЕАД за ВЕЦ, които са негова собственост.

Въз основа на гореизложеното, определените общи количества електрическа енергия, необходими за осигуряване на потреблението на клиентите на крайните снабдителите, както и за реализация на пазара по свободно договорени цени, са представени в таблицата по-долу:

№	Електрическа енергия по централи в MWh	Общо	За регулиран пазар	За свободен пазар
---	--	------	--------------------	-------------------

[TLP-GREEN]
Ниво 1

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

Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници под 500 kW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2022 г., като са взети предвид условията на § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

Съгласно разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ, КЕВР следва да определи месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители:

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

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

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

Предвид горното и с оглед гарантиране сигурността на снабдяването на регулирания пазар е необходимо общественият доставчик да бъде обезпечен по отношение на преодоляването на неравномерното потребление на електрическа енергия на този пазар. Последното не може да бъде осъществено единствено чрез количествата електрическа енергия, която се произвежда от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, с оглед на което на обществения доставчик следва да бъдат осигурени допълнителни количества електрическа енергия в размер на 100 000 MWh от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за периода март 2024 г. – юни 2024 г. за обезпечаване работата на ПАВЕЦ в помпен режим и покупко-продажба на свободния пазар с цел осигуряване на сигурността на снабдяването за клиентите на регулирания пазар. Този извод е обоснован с оглед профила на товара и цената на електрическата енергия, произвеждана от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – арг. от чл. 24, ал. 2 от ЗЕ.

Предвид горните факти и обстоятелства и произтичащите от тях изводи, за новия регулаторен период следва да бъдат утвърдени цени на електрическата енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и НЕК ЕАД за ВЕЦ, негова собственост, и съответно не следва да бъдат утвърждавани такива цени на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „Топлофикация Русе“ АД. В тази връзка следва да бъдат утвърдени следните цени на производители на електрическа енергия:

- „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 63,48 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 991 243 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 615 000 MWh.;
- НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – 83,87 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 264 287 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 151 095 MWh.

IV. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

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

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД е изготвило прогноза за предстоящия регулаторен период при следните предпоставки и условия:

- количествата електрическа енергия, необходими за крайните снабдители, са изчислени на база отчетените за 2022 г., с увеличение от 3% – 12 558 076 MWh;
- количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство и от възобновяеми източници са по предоставените от крайните снабдители прогнози;
- общото количество електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, предназначено за регулирания пазар, е прогнозирано в размер на 5 200 000 MWh, като е увеличено спрямо количеството по Решение № Ц-19 от 01.07.2022г. с 206 800 MWh. Увеличените количества електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД компенсират отпадането от 21.02.2024 г. на „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД от обхвата на чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ, поради изтичане срока на дългосрочното споразумение за изкупуване на енергия, сключено между дружеството и НЕК ЕАД;
- количества електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не са предвидени;
- количествата електрическа енергия от „Ей И Ес – 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.

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

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

- 12 222 981 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар. Предложената стойност от обществения доставчик е коригирана, както е описано по-горе;
- 2 896 901 MWh са предназначени за реализиране на борсовия пазар.

Количествата и разходите, участващи при формиране на „миксовата цена“ на НЕК ЕАД за регулирания пазар, са представени в таблицата по-долу:

Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик				
	ПОЗИЦИЯ	Прогноза за регулаторния период		Средна цена на електрическата енергия
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	5 093 200	323 316	63,48
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 151 095	264 282	83,87
3	„Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД	3 345 000	1 331 286	397,99
4	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	3 346 000	1 080 470	322,91
5	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	3 132	2 108	673,05
6	ВИ под 500 kW	281 455	85 043	302,15

Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик				
7	Средна покупна цена на обществения доставчик	15 219 882	3 086 506	202,79

Разходите за електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, участващи във формирането на средната покупна цена за електрическа енергия на НЕК ЕАД, са изчислени въз основа на елементите, 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 SO₂ и NO_x модернизация, тъй като към момента КЕВР не е одобрявала изменение на финансовия модел на дружеството, а количествата електрическа енергия, изкупени от обществения доставчик, са изчислени до изтичане срока на СИЕ на 21.02.2024 г.

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

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са съгласно доклад с вх. № Е-Дк-663 от 22.05.2023 г.

2. Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“

Компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ е формирана съгласно изискванията на разпоредбата на чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ, според която същата се определя в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството. Компонентата е изчислена в размер на 6,08 лв./MWh.

3. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители

Във връзка с изложеното по т. 1 и т. 2 формирането на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е представено в следващата таблица:

Формиране на миксовата цена за енергия за клиентите на регулирания пазар				
	ПОЗИЦИЯ	Регулиран пазар		Средна цена на енергията за регулиран пазар, след компенсиране от ФСЕС лв./MWh
		MWh	хил. лв.	
1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	4 993 200	316 968	63,48
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	923 294	77 437	83,87
3	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 010 500	777 610	258,30
4	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	3 011 400	777 843	258,30
5	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	3 132	755	240,98
6	ВИ под 500 kW	281 455	56 062	199,19
7	Общо количество електрическа енергия необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	12 222 981	2 006 675	164,17

8	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“	12 222 981	74 316	6,08
9	Компенсирани от ФСЕС разходи на обществения доставчик във връзка с чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	12 222 981	-692 799	-56,68
10	Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (р.7+р.8+р.9)	12 222 981	1 388 164	113,57

Прогнозните пазарни цени на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници и на производителите с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изчислени съгласно раздел IIIа от НРЦЕЕ. С оглед равнопоставеност, идентичен подход е приложен и при определянето на прогнозната пазарна цена на производителите със сключени СИЕ, като е изчисления коефициент е в размер на 1,00753. В тази връзка, допълнителен аргумент е обстоятелството, че операторът на пазара може по реда и при условията на чл. 112, ал. 2, т. 1 от ЗЕ да откаже да потвърди графика на 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 113,57 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 6,08 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 1 388 164 хил. лв. и енергия – 12 222 981 MWh.

V. ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цена или компонента от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към ЕЕС, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: невъзстановяемите разходи и разходите, произтичащи от наложени задължения към обществото.

Предвид горното, цената за задължения към обществото е формирана въз основа на:

- разходи на ФСЕС за изплащане на премии по чл. 162а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.;
- разходи за компенсиране разходите на обществения доставчик, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които

общественият доставчик ще закупува електрическа енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ през новия ценови период;

– разходи за компенсиране на разходи за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. на ФСЕС;

– разходи на обществения доставчик за дължимата вноска по чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ от производителите със СИЕ.

Цената за задължения към обществото се прилага от ФСЕС, който управлява средствата по бюджета си за покриване и на разходите на обществения доставчик по чл. 93а, чл. 94 от ЗЕ и премиите за производителите по чл. 162а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г. – чл. 36б, т. 1 и т. 2 от ЗЕ.

1. Приходи на ФСЕС

Прогнозните приходи на Фонда за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са оценени на 2 637 176 хил. лв., като включват приходите, получени от търговете на квоти за емисии на парникови газове, предвидени в Закона за опазване на околната среда, постъпленията от продажбата на енергия от възобновяеми източници, постъпили от договори за статистическо прехвърляне по ЗЕВИ и приходите съгласно чл. 36е от ЗЕ.

Прогнозният пълен размер на приходите от продажба на квоти за емисии на парникови газове за новия регулаторен/ценови период е оценен на 1 987 250 хил. лв., като са взети предвид прогнозните нетни количества квоти за емисии на парникови газове, които Р България ще реализира на ЕЕХ и трендът на изменение на цените на квотите. Прогнозата е направена при прогнозираните цени от 85,50 евро/тон в начало на периода 01.07.2023 г., плавно покачващи се и достигащи до 91,00 евро/тон в края на периода – 30.06.2024 г. Отчетени са рисковете от изтегляне на квоти през втората половина на 2023 г. и/или заявеното намерение на Европейската комисия да увеличи предлагането на квоти под резерва за стабилност на пазара (MSR), за да финансира плана REPowerEU, което ще окаже натиск върху цените.

Въз основа на прогнозата за следващия регулаторен/ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с производството на електрическа енергия, прогнозните приходи във Фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 656 490 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 предвид разпоредбата на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

2. Разходи на ФСЕС

2.1. Разходи за предходни регулаторни периоди

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

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

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

Анализът на данните относно закупените и съответно реализирани количества електрическа енергия от обществения доставчик (отчет за периода 01.07.2022 г. – 30.04.2023 г. и прогноза за месеците май и юни 2023 г.) показва, че на НЕК ЕАД ще са необходими допълнително 433 591 MWh за задоволяване на потреблението на регулирания пазар, от които 310 074 MWh поради по-високи заявки от крайните снабдители и 123 517 MWh поради 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:

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

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

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

Размерът на компенсацията, следва да се съобрази с обстоятелството, че е налице сериозно отклонение между прогнозната цена на квотите за въглеродни емисии и постигнатата средна такава за периода. В Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., при изчислението на компенсацията на обществения доставчик за реализираната електрическа енергия на регулирания пазар от централите със сключени СИЕ, е заложена прогнозна цена на квотите за въглеродни емисии от 91,00 евро/тон, докато постигнатата е в размер на 82,43 евро/тон. В тази връзка, посочените обстоятелства следва да бъдат взети предвид с оглед точното установяване на размера на невъзстановяемите за НЕК ЕАД разходи, както и за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В допълнение, неотчитането на тези обстоятелства ще доведе до двойно компенсиране на обществения доставчик, а именно: от една страна чрез претендираната компенсация от ФСЕС за допълнителни количества закупена електрическа енергия, а от друга - чрез реализирания надвзет приход от по-ниските цени на квотите за въглеродни емисии, спрямо заложените в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г., както и до нарушаване на интересите на клиентите. В тази връзка, надвзетия от обществения доставчик приход е остойностен в размер на 129 421 хил. лв., отразяващ емитираните 7 460 173 тона въглеродни емисии, съответстващи на количествата електрическа енергия от „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, предназначени за регулирания пазар, и отклонението между прогнозната и отчетената цена на квотите въглеродни емисии на ЕЕХ.

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

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

	500 kW		
4	Надвзет приход от квоти въглеродни емисии		-129 421
5	Общ надвзет приход на обществения доставчик		-46 428

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

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

По отношение на предявените за възстановяване от НЕК ЕАД разходи, които общественият доставчик е извършил до 2015 г., следва да бъде изготвен дългосрочен механизъм, чрез който тези некомпенсирани средства да бъдат възстановени на дружеството от ФСЕС през следващи регулаторни/ценови периоди при спазване на принципите, 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 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., са следните:

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

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

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

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

Разходите на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с инсталирана мощност под 500 kW, които следва да бъдат компенсирани от ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на електрическа енергия от производителите с преференциални цени, по-високи от прогнозната пазарна цена по раздел I, и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

2.2.3. Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в размер на 1 098 088 хил. лв., формирани съгласно данните в доклад с вх. № Е-Дк-663 от 22.05.2023 г.

2.2.4. Разходи на ФСЕС за компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ВЕКП) в размер на 1 353 хил. лв., формирани съгласно данните в доклад с вх. № Е-Дк-663 от 22.05.2023 г. Разходите на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВЕКП под 500 kW, които следва да бъдат компенсирани от ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на електрическа енергия от производителите с преференциални цени, по-високи от прогнозната пазарна цена по раздел I, и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

2.2.5. Компенсация на обществения доставчик за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ в размер на 120 588 хил. лв.

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

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

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

Баланс между приходи и разходи за периода 01.07. 2023 г. – 30.06.2024 г.		
I.	Приходи	2 637 176

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

Видно от изложеното по-горе, приходите на ФСЕС напълно покриват разходите по чл. 36б, т. 1 и т. 2 от ЗЕ, които Фондът следва да извърши, които разходи от своя страна следва да формират цената за задължения към обществото. Поради това цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсирани 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 ПУЕЕС и насоките – SOGL, приети въз основа на Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 2 август 2017 г. за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия (Регламент 2017/1485), размерът на оперативните резерви, които ЕСО ЕАД следва да поддържа за следващия регулаторен период, са определени както следва:

– резерв за първично регулиране на честотата (FCR) – 45 MW;

– резерв за вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 155 MW;

– ръчно вторично регулиране (mFRR) – 100 MW от водноелектрически централи (ВЕЦ) за покриване на влиянието на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) и 650 MW*h средногодишно. Дружеството посочва, че съгласно чл. 157, пар. 2, б. „г“ и „д“ от Регламент 2017/1485, размерът на този резерв трябва да е не по-малък от размера на най-голямата „еталонна“ авария (единична генерираща мощност, потребител или междусистемен електропровод в електроенергийната система). За случая на България това е генерираща мощност в АЕЦ „Козлодуй“ в размер на 1000 MW нето. В тази връзка в Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г. КЕВР е приела средствата за заплащане на разполагаемост за студен резерв в размер 650 MW*h средногодишно да се трансформират в допълнително количество резерв за ръчно вторично регулиране;

– средна цена за разполагаемост 10 лв./MW*h, на база на която е определен пределният размер на разходите в действащите цени за достъп;

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

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

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

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

1.3.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена и доставена за продажба на територията на страната – 3 630 000 MWh;

1.3.2. Условно-постоянни разходи – 2 801 хил. лв. Отделните елементи на условно-постоянните разходи са описани подробно в т. 1.1.2. на предложението за изменение на цената достъп за крайни клиенти;

1.3.3. Разходи за допълнителни услуги – 6 059 хил. лв., в т.ч. разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 321 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 1 105 хил. лв. и разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 4 633 хил. лв.

Въз основа на Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г. на КЕВР, с което се променя структурата на разходите за допълнителни услуги във връзка със Закона за изменение и допълнение на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., както и на основание ПУЕЕС и насоките – SOGL, приети въз основа на Регламент 2017/1485, размерът на оперативните резерви, които ЕСО ЕАД следва да поддържа за следващия регулаторен период, е определен както следва:

- резерв за първично регулиране на честотата (FCR) – 45 MW;
- резерв за вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 155 MW;

- ръчно вторично регулиране (mFRR) – 100 MW от ВЕЦ за покриване на влиянието на производството на електрическа енергия от ВИ и 650 MW*h средногодишно. Дружеството посочва, че съгласно чл. 157, пар. 2, б. „г“ и „д“ от Регламент 2017/1485, размерът на този резерв трябва да е не по-малък от размера на най-голямата „еталонна“ авария (единична генерираща мощност, потребител или междусистемен електропровод в електроенергийната система). За случая на България това е генерираща мощност в АЕЦ „Козлодуй“ в размер на 1000 MW нето. В тази връзка в Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г. КЕВР е приела средствата за заплащане на разполагаемост за студен резерв в размер 650 MW*h средногодишно да се трансформират в допълнително количество резерв за ръчно вторично регулиране;

- средна цена за разполагаемост 10 лв./MW*h, на база на която е определен пределният размер на разходите в действащите цени за достъп;

1.3.4. Регулаторна база на активите в размер на 49 956 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.3.5. Възвръщаемост – 63 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

Според ЕСО ЕАД предложението за намаление на цената е в резултат на прогнозните по-високи количества електрическа енергия, произведена от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи за предстоящия регулаторен период.

С цел по-голяма и навременна събираемост на вземанията за цена за достъп до електропреносната мрежа от производители, присъединени към електроразпределителните мрежи, операторът на електропреносната мрежа предлага при утвърждаване на цените в сектор „Електроенергетика“ да бъде предвиден механизъм за заплащане на цената за достъп, а именно: производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, да заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които да превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

1.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

Дружеството е формирало цената за пренос при отчитане на измененията на основни фактори, влияещи значително върху размера ѝ, и изходни условия, както следва:

1.4.1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 33 330 000 MWh;

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

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

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.;

б) 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. Ценообразуващи елементи

2.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Съгласно чл. 26, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от операторите на електроразпределителни мрежи, крайните клиенти и производители на електрическа енергия в режим на потребление, присъединени към електроенергийната система, освен в случаите по чл. 119, ал. 1, т. 2 и ал. 2 от ЗЕ, се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната или предоставената/договорената мощност за съответния регулаторен или ценови период.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 34 427 хил. лв. на 26 058 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт и поддръжка, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, командировки и обучение и квалификация, са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за междуоператорско компенсиране на разходите при взаимно използване на преносните мрежи са намалени с очакваните приходи на дружеството по това перо, като са преизчислени от 28 500 хил. лв. на 14 000 хил. лв.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 14 943 хил. лв.

Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	34 427	26 058
2	Възвръщаемост	хил. лв.	778	730
3	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил. лв.	35 205	26 788

4	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MW*h	33 330 000	33 330 000
5	Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС	лв./MWh	1,06	0,80

2.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители

Съгласно чл. 26, ал. 2 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от производители на електрическа енергия, с изключение на тези с динамично променяща се генерация, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната и за износ или предоставената/договорената мощност за съответния регулаторен или ценови период. Размерът на необходимите годишни приходи и количествата общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ се намаляват със съответния дял на производителите на електрическа енергия с динамично променяща се генерация.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 34 427 хил. лв. на 26 058 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт и поддръжка, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, командировки и обучение и квалификация, са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за междуоператорско компенсиране на разходите при взаимно използване на преносните мрежи са намалени с очакваните приходи на дружеството по това перо, като са преизчислени от 28 500 хил. лв. на 14 000 хил. лв.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 14 943 хил. лв.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ Комисията следва да определи за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги по реда на чл. 105, ал. 2 от ЗЕ, а именно: закупуване на разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности въз основа на тръжна процедура. В тази връзка, поради липса на определени от министъра на енергетиката показатели за степен на надеждност на снабдяването с електрическа енергия за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., са взети предвид определените със Заповед № Е-РД-16-173 от 27.03.2019 г. на министъра на енергетиката, както и постигнатите нива на цените на провежданите търгове за закупуване на разполагаемост за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности през ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, е както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители			
№	Позиция	Мярка	Коригирани стойности
1	2	3	4
1	Разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата	хил. лв.	3 942
2	Разходи за автоматично вторично регулиране	хил. лв.	13 578

3	Разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	56 940
4	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	26 058
5	Възвръщаемост	хил. лв.	730
6	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	101 248
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	44 609 000

Определената цена за достъп до електропреносната мрежа за производители не следва да се заплаща от такива с динамично променяща се генерация, защото съгласно чл. 29 от НРЦЕЕ тези производители заплащат отделна цена. С оглед осигуряване на равнопоставеност между отделните видове производители на електрическа енергия, необходимите приходи и съответно количествата общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ е целесъобразно да се намалят с дела на производителите от слънце и вятър, който обаче следва да бъде отразен в цената по т. 2.3.

Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия		
	Необходими приходи	Количества
ОБЩО	101 248	44 609 000
Производители с динамично променяща се генерация	8 239	3 630 000
Производители с изкл. на производителите с динамично променяща се генерация	93 009	40 979 000

Във връзка с горното ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, е както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	100 741	93 009
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	40 979 000	40 979 000
3	Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	2,46	2,27

2.3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия

Съгласно чл. 29, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация отразява съответния дял на тези производители в разходите на оператора на електропреносната мрежа, както и предизвиканите допълнителни разходи, включително за разполагаемост за резерв за допълнителни услуги, за диспечирание във връзка с балансиране и др. Тази цена се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество произведена електрическа енергия от производителите

с динамично променяща се генерация за съответния регулаторен или ценови период, като размерът на необходимите годишни приходи на тази цена се увеличава с дела на производителите на електрическа енергия с динамично променяща се генерация по чл. 26, ал. 2, изр. второ от НРЦЕЕ.

По силата на чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежи цената за достъп до електропреносната мрежа. Съгласно т. 15 от § 1 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ „достъп“ е правото на ползване на преносната и/или разпределителната мрежи за пренос на електрическа енергия срещу заплащане на цена. Ползватели на мрежите по смисъла на т. 41а от същата разпоредба са както потребителите, така и производителите на електрическа енергия, в това число и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници, ползващи преференциални цени, с оглед на което те също дължат цена за достъп до мрежата.

По силата на чл. 104 от ЗЕ ползвателите на съответната мрежа уреждат чрез сделка взаимоотношенията си с електропреносното и/или електроразпределителното предприятие за ползване на мрежите и за преноса на количествата електрическа енергия, постъпили в мрежата или потребени от мрежата.

Съгласно разпоредбата на чл. 84, ал. 2 от ЗЕ производителите на електрическа енергия са длъжни да сключат договори за достъп с оператора на електропреносната мрежа, в които се уреждат правата и задълженията на страните във връзка с диспечирането и предоставянето на допълнителни услуги, които договори са условие за изпълнение на договорите за продажба на електрическа енергия. Доколкото договорът обхваща условията по диспечирането, а от друга страна разходите за него се покриват от цената за достъп, то последната представлява едно от условията на договора за достъп.

Съгласно чл. 12 от Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ), предмет на договорите за достъп е предоставянето на услугата достъп до електропреносната мрежа и на системни услуги. Редът, условията и съотношението в заплащането на цените на тези услуги се определят с ПТЕЕ. По аргумент от чл. 12, чл. 27 и чл. 28 от ПТЕЕ във връзка с понятието за системни услуги съгласно т. 53а от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, цената за достъп до електропреносната мрежа отразява и разходите, които се предизвикват във връзка с управление на ЕЕС и се отнасят към дейността по цялостно управление и администриране, т.е. и от дейността на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници.

Предвид гореизложеното, на оператора на електропреносната мрежа следва да бъде утвърдена цена за достъп за производители на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, при спазване на принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, включително и на принципа на справедливо прехвърляне на разходите за системни услуги, в т.ч. допълнителни и спомагателни услуги, и за технологични разходи, върху ползвателите на електропреносната мрежа и при отчитане на дела и характера на производство на електрическа енергия от тези източници, предизвикващи непринудени случайни отклонения и смущения в електроенергийната система, за чието балансиране отговаря операторът на електропреносната мрежа.

Съгласно § 1, т. 2 от Допълнителната разпоредба на НРЦЕЕ „динамично променяща се генерация“ е производство на електрическа енергия, което е трудно предвидимо в деня преди доставката поради неконтролируемо и динамично променящ се първичен енергиен източник. В тази хипотеза попадат възобновяемите източници – производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия.

За постигане баланса на електроенергийната система, ЕСО ЕАД наблюдава и управлява във всеки един момент от време непринудените случайни отклонения, в т.ч. вследствие на аварии и на колебания в електрическия товар, производствените мощности и междусистемните обмени. Производството на електрическа енергия от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, за разлика от производството на

електрическа енергия от водноелектрически централи и от централи, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, е с непостоянен характер, тъй като е силно зависимо от променливите метеорологични условия и води до увеличаване на разходите за разполагаемост за допълнителни услуги, за пълноценно участие за регулиране на електрическите централи, за спирания и пускания, както и на тези за резерв за допълнителни услуги. Случайното изменение на параметрите на първичните енергийни източници (слънце и вятър) води до големи отклонения в отдаваната от тях мощност, което без закупуване на допълнителен резерв създава невъзможност за оператора за осигуряване на часовия и денонощния оперативен резерв (в мощностен и скоростен план), необходим за изпълнение на качествените показатели, предвидени в националната нормативна уредба и изискванията на ЕМОПС-Е.

В цените за достъп на ЕСО ЕАД за крайни клиенти и за производители не са включени разходи за допълнителен резерв за балансиране на инсталираните мощности с динамично променяща се генерация. Размерът на тези разходи е определен въз основа на анализ на необходимостта от допълнителни резервни мощности, които да балансират динамично променящата се генерация от производители на електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия, изчислени на базата на:

- увеличение на диапазона за вторично регулиране на фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с 9,5 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност;
- увеличение на диапазона за вторично регулиране на вятърни електрически централи (ВяЕЦ) със 7,8 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност.

При изчислението на необходимия резерв за увеличение на диапазона за регулиране е взето предвид, че предизвикваните непринудени, случайни отклонения и смущения в ЕЕС от ФЕЦ и ВяЕЦ много често са кумулативни, т.е могат да се компенсират взаимно, което води до по-малки отклонения. В тази връзка може да се приеме за икономически обосновано в цената за достъп до електропреносната мрежа, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, да бъдат включени разходи в размер на 8 760 хил. лв., отразяващи средно 100 MW допълнителен резерв, остойностен по 10,00 лв./MW*h.

При формиране на необходимите приходи от цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация е отчетен и делът на тези производители в разходите, формиращи цената за достъп на производители.

В РБА е включен единствено необходимият оборотен капитал, който според чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ е изчислен в размер на 1/8 от утвърдените парични разходи.

Ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, са представени в следващата таблица:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	8 760	8 760
2	Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената	хил. лв.	8 861	8 239

	за достъп на производители.			
3	Възвръщаемост	хил. лв.	129	64
4	Необходими приходи	хил. лв.	17 750	17 063
5	Прогнозни количества	MWh	3 630 000	3 630 000
6	Цена за достъп	лв./MWh	4,89	4,70

2.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 325 054 хил. лв. на 307 878 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, въоръжена и противопожарна охрана, охрана на труда, командировки, обучение и квалификация, делегации, както и данъци, удържани при източника съгласно ЗКПО, са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за ремонт са коригирани от 29 238 хил. лв. на 24 370 хил. лв., представляващи отчетените през базисната година разходи по това перо, индексирани с инфлационен индекс от 15,3% на основата на данни от Националния статистически институт за отчетената за 2022 г. инфлация. Разходите за вода, отопление и осветление са коригирани до отчета за 2021 г. предвид очакваното намаляване на цената на електрическата енергия на свободния пазар до нивата, наблюдавани през тази година. Разходите за представителни цели, както и тези за такси към БНЕБ ЕАД, са извадени от структурата на разходите.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, необходимият оборотен капитал е преизчислен съгласно чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ на 53 714 хил. лв. или 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

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

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

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

Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за пренос през електропреносната мрежа, е както следва:

Цена за пренос през електропреносната мрежа				
№	Позиция	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	2	3	4	5
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	325 054	307 878
2	Възвръщаемост	хил. лв.	87 462	64 744
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	412 237	228 492
4	Корекция по чл. 27а от НРЦЕЕ	хил. лв.	-6 732	-26 355
6	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-15 000	-15 000
7	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-48 329	-48 329
8	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	754 694	511 430
9	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	33 330 000	33 330 000
10	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	22,64	15,34

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

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,80 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 26 788 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 330 000 MWh.

2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 2,27 лв./MWh, без ДДС, която се дължи от производители на електрическа енергия, с изключение на тези от слънчева и вятърна енергия, при необходими годишни приходи 93 009 хил. лв. и количества електрическа енергия 40 979 000 MWh.

3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 4,70 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 17 063 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 3 630 000 MWh. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

4. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 15,34 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 511 430 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 330 000 MWh.

VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-87 от 30.03.2023 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, с вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД и с вх. № Е-13-273-71 от 31.03.2023 г. от „Електроразпределение Север“ АД. „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, в качеството си на оператор на електроразпределителна мрежа, не е подало заявление за утвърждаване на цени. По силата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, в случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 41 и 45 от същата, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови, респективно регулаторен период, въз основа на данните, с които разполага. От „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД е постъпило писмо с вх. № Е-13-09-12 от 18.04.2023 г., с което е предоставена прогнозна информация за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. за количеството електрическа енергия за разпределение през електроразпределителната мрежа на дружеството, в т.ч. енергията, необходима за покриване на технологичните разходи, прогнозното потребление на клиентите на крайния снабдител, прогнозното потребление на клиентите, избрали друг доставчик, както и прогнозните количества електрическа енергия за обмен със съседни електроразпределителни дружества.

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

В изпълнение на разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 3 от НРЦЕЕ КЕВР следва да направи анализ, въз основа на който да измени цените и необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества за третата година от шестия регулаторен период.

Начинът на определяне на ценообразуващите елементи, формиращи цените за достъп и за пренос до/през електроразпределителните мрежи, е регламентиран в раздел I „Ценообразуващи елементи“ на глава втора на НРЦЕЕ.

Съгласно чл. 10 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ включват признатите от Комисията икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала, изчислени по следната формула:

$$НП = P + (РБА * НВ),$$

където:

НП – необходими годишни приходи;

P – годишните разходи за дейността по лицензията;

РБА – признатата от Комисията регулаторна база на активите;

НВ – определената от Комисията норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 3 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията може да измени утвърдените цени и необходими годишни приходи в края на всяка ценова година в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи, респективно цени, могат да се коригират с инфлационен индекс за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт (НСИ), съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации), с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнение на определените от Комисията целеви показатели и разлика между прогнозните и реализираните инвестиции, на основата на достоверни данни за

активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка. Необходимите годишни приходи, респективно цените, се коригират с разлики в разходите за прогнозни и отчетени количества електрическа енергия – чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ. Необходимите годишни приходи се изменят при условията по чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ във връзка с промени в цената на електрическата енергия, необходима за компенсирание на технологичните разходи по разпределението, цената за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, както и цената за задължения към обществото.

След анализ на данните, относими към корекциите на утвърдените през предходния ценови период необходими годишни приходи и цени на електроразпределителните дружества и при отчитане на постигнатите резултати, следва да бъде приложен общ подход, а именно:

В съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР за първата година на шестия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за шестия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I. по-горе, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

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

- Разходите за амортизации;

- Разходите за балансиране;

- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на необходимия оборотен капитал;

- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Според чл. 3, ал. 2, т. 2, пр. 2 от НРЦЕЕ при метода за ценово регулиране „горна граница на приходи“ Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийните предприятия за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка според чл. 38, ал. 4 и ал. 7 от НРЦЕЕ при този метод за ценово регулиране КЕВР може да извършва годишни корекции с инфлационен индекс за предходен период, с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението, с разлика между прогнозни и отчетени инвестиции и с фактора Z.

1.1. Корекция с инфлационен индекс за предходен период и с коефициент за подобряване на ефективността

Извършена е корекция върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) с инфлационен индекс в размер на 15,3% за предходен период на основата на данни от НСИ относно индекса на потребителските цени за 2022 г. Във връзка с корекцията на оперативните разходи с коефициент за подобряване на ефективността, следва да се има предвид, че в началото на регулаторния период Комисията е включила тези разходи на база отчет през базисната година, а не в размера, заявен от дружествата.

1.2. Корекция с показатели за качество

Не е извършвана корекция с показатели въз основа на изпълнението, тъй като въз основа на представените от електроразпределителните дружества данни за показателите за качество на енергията и показателите за качество на обслужването по отношение лицензионната територия в нейната цялост не се установяват отклонения от целевите стойности, които могат да бъдат приети за допустими.

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

На основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ е извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за втората година от шестия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през 2022 г., представени в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени.

1.4. Корекция с фактора Z

След анализ на отчетната и прогнозна информация, представена в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени, на основание чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

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

2.1. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ ЕАД

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

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

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

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

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД уточнява, че предложените в заявлението цени са изчислени въз основа на утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 446,78 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 20,57 лв./MWh и отчетените разходи за балансиране за 2022 г. в размер на 5,09 лв./MWh. Дружеството е посочило, че в случай, че КЕВР утвърди различна от действащата покупна цена на електрическата енергия за покриване на технологични разходи, предложените в заявлението за утвърждаване цени следва да бъдат изменени пропорционално.

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

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

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

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

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 356 821 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7,5%, утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия в размер на 446,78 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 20,57 лв./MWh и отчетените разходи за балансиране за 2022 г. в размер на 5,09 лв./MWh. Дружеството посочва, че утвърдената цена за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh е определена от КЕВР с Решение № Ц-19 от 01.07.2016 г., докато към настоящия момент от една страна електроразпределителните дружества закупуват необходимите им количества електрическа енергия от свободния пазар, а от друга пределната цена за балансиране е обвързана с цената на свободния пазар на пазарен сегмент „Ден напред“, което води до увеличаване на разходите за балансиране. Дружеството посочва също, че при наблюдавания ръст на пазарната цена, количествата електрическа енергия, участващи в балансирането, оказват минимално влияние върху разходите за балансиране. Отбелязва, че към момента все още не може да се оцени какво влияние ще окаже на дружеството въвеждането на 15-минутния интервал на сетълмент и прилагането на новата методика по чл. 105, ал. 13 от ПТЕЕ, като очаква разходите за балансиране да останат на нивото на отчетените за 2022 г.

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

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

– Прогнозни количества електрическа енергия – 9 315 039 MWh;

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

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

– Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ – 1 086 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2022 г. – 02.2023 г. за пренесената електрическа енергия, постигнатата пазарна цена, получените компенсации от ФСЕС по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи, в размер на 31 985 хил. лв., и корекцията с фактора P_2 за предходния регулаторен период с отчетни данни за периода м. април – м. юни 2022 г. в размер на 27 684 хил. лв.

2.1.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, както и на допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2022 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР за първата година на шестия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

– Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за шестия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

– Разходите за амортизации;

– Разходите за балансиране;

– Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;

– Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;

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

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 42 576 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни

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

Разходите за електрическа енергия за технологични разходи са остойности 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. Дружеството неправилно е индексирало експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ с индекса на потребителските цени за декември 2022 г. спрямо декември 2021 г. в размер на 16,9%. Този индекс, по своята същност, представлява цената на кошницата в даден месец в сравнение с цената ѝ през същия месец на предходната година и би бил относим към разходите на дружеството само ако всички разходи за годината се извършват през месец декември. В приложеното към заявлението на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД писмо от НСИ ясно е посочено, че средногодишната инфлация за 2022 г. е в размер на 15,3%. Тази инфлация съвпада и със средногодишния индекс на потребителските цени за декември 2022 г., който отразява средногодишната инфлация и следва да се приложи предвид обстоятелството, че относимите разходи се извършват поетапно през цялата година.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2022 г., в размер на (минус) -751 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по-долу:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ АД		2021 г.	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 $(2,5 \cdot A1 + 1,5 \cdot A2 + 0,5 \cdot A3) / 3$, 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	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период $(p.5-p.6)*5,74\%*2 + (p.7-p.8)*2 - p.9$	294

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

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

където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 604 025 хил. лв.;

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

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

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

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

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

– $C_{тр.}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 398,87 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените 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 второ тримесечие на 2023 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 225,18 лв./MWh. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от платформите на БНЕБ ЕАД, MWh	624 245
2	Разходи, хил. лв.	253 071
3	Постигнатата среднопретеглена цена, лв./MWh	405,40
4	Получени компенсации, хил. лв.	31 985
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	221 086

6	Постигнатата цена след компенсации, лв./MWh	354,17
7	Постигнатата цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	376,50
8	$\text{Ц}_{\text{пр.}}^1$ (с прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	398,87

P_{t-2} – (минус) -541 хил. лв. е изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z , използван в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$P_{\text{утв.}}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 346 766 хил. лв.;

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

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

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

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

$\text{Ц}_{\text{пр.}}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 152,22 лв./MWh;

– $\text{Ц}_{\text{пр.}}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 157,29 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г., намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
1	Количество електрическа енергия закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	678 244
2	Разходи, хил. лв.	260 668
3	Постигнатата среднопретеглена цена, лв./MWh	384,33
4	Получени компенсации, хил. лв.	163 747
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	96 921
6	Постигнатата цена след компенсации, лв./MWh	142,90
7	Постигнатата цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	136,34
8	$\text{Ц}_{\text{пр.}}^1$ (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	157,29

Z_{t-1} – (минус) -10 062 хил. лв.;

Приложен Z фактор - (минус) -9 521 хил. лв.;
P_{t-2} – (минус) -541 хил. лв.

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

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

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	134 527
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	206 079
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	72 118
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	662 194
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	514 158
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	105 460
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	42 576
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	38 010
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	20 583
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 50 744
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	294
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	420 867
11	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	9 315 039

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

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

2.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

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

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01643 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07105 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02256 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00598 лв./kWh.

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

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

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

2.2.1. Предоставена от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

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

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 66 606 хил. лв., утвърдена с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 329 557 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7,5%, изчислени въз основа на утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 446,78 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 20,57 лв./MWh и разходи за балансиране в размер на 3,20 лв./MWh или 2 241 хил. лв. Увеличението на разходите за балансиране спрямо утвърдените за предходния период 1,80 лв./MWh е обосновано с изключителното нарастване на цените на пазар „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД, ограничените възможности за нетиране на небаланси в резултат на отмяната на чл. 56б, ал. 4 и чл. 56в, ал. 6 от Правилата за търговия с електрическа енергия и въвеждането на 15-минутен интервал на сетълмент;

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

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

– Прогнозни количества електрическа енергия – 8 637 854 MWh;

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

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

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

Дружеството предлага цената за достъп на битови клиенти да се начислява по същия начин, както цената за достъп на небитови клиенти, т.е да не зависи от количеството консумирана електрическа енергия, а да представлява постоянна компонента, която да се начислява върху предоставена мощност, като е еднаква с цената за достъп на небитови клиенти. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е анализирано предоставената мощност на битовите клиенти, като се е съобразило с тяхната консумация, въз основа на която е изчислило предоставената мощност.

2.2.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2022 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за

определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР за първата година на шестия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за шестия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

- Разходите за амортизации;

- Разходите за балансиране;

- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;

- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;

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

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 40 050 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

Разходите за електрическа енергия за технологични разходи са остойностени съгласно посочения по-горе единен подход. Заявеното от дружеството увеличение на разходите за балансиране е неоснователно, поради следното: Основните фактори, които влияят върху разходите за балансиране са точността на прогнозата, която зависи изцяло от „Електроразпределителни мрежи Юг“ ЕАД и цените на балансиращата енергия за недостиг и излишък. Последните пряко корелират с цената на пазар „Ден напред“, за която прогнозите за следващия ценови период са, че ще е с около 50% по-ниска спрямо отчетената през 2022 г. Следва да се има предвид, че е приета нова методика по чл. 105, ал. 13 от ПТЕЕ (обн. ДВ, бр. 36 от 2023 г., в сила от 01.05.2023 г.), с която се въвежда нов модел за изчисляване на разходите за балансиране на координаторите на балансиращи групи във всеки период на сетълмент, статус на регулиране, позиция на небаланс (излишък/недостиг) и посоката на плащане между независимия преносен оператор и координаторите. Този модел стимулира участниците към по-точна прогноза, елиминирайки стимулите за умишлено избиране в ден -1 на делегирана позиция на небаланс, в зависимост от финансово по-благоприятната за пазарния участник ситуация, което води до по-справедливо разпределение на разходите за 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	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период $(р.5-р.6)*5,74\%*2 + (р.7-р.8)*2 - р.9$	-288		

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

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

където:

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

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

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

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

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

Ц_{тр.} – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 469,15 лв./MWh;

– Ц_{тр.}¹ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 404,02 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества

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

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	581 204
2	Разходи, хил. лв.	243 511
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	418,98
4	Получени компенсации, хил. лв.	34 677
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	208 834
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	359,31
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	381,65
8	$\text{Ц}_{\text{пр}}^1$ (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	404,02

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

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

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

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

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

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

$\text{Ц}_{\text{пр.}}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 152,22 лв./MWh;

– $\text{Ц}_{\text{пр.}}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 161,87 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД и постигнатата среднопретеглена цена за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г., намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Количество електрическа енергия закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	629 284

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
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}^1 (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	161,87

Z_{t-2} – (минус) – 6 346 хил. лв.

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

P_{t-2} – (минус) – 674 хил. лв.;

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

Цената за достъп за битови клиенти не е изчислена по предложения от дружеството метод, като постоянна компонента, която да се начислява върху предоставена мощност в лв./kW/ден, като е еднаква с цената за достъп на небитови клиенти. До настоящия момент Комисията не е утвърждавала цената за достъп, дължима от битовите клиенти, а само тази за небитовите по този начин. Формирането на цената за достъп по предложения начин е нецелесъобразно, тъй като ще засегне на практика най-вече енергийно уязвими клиенти, за които, обаче, Р България все още не е въвела ясни критерии за дефиниране и защита.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	129 302
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	191 098
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	66 606
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	639 291
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	492 035
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	107 206
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	40 050
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	36 695
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	19 783

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-45 755
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-288
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	397 440
11	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	8 637 854

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01119 лв./kWh;
 - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04545 лв./kWh;
 - цена за достъп за небитови клиенти – 0,02617 лв./kW/ден;
 - цена за достъп за битови клиенти – 0,00803 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за третата ценова година от шестия регулаторен период – 397 440 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 637 854 MWh.

2.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

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

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,02648 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07073 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02311 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00885 лв./kWh.

2.3.1. Предоставена от „Електроразпределение Север“ АД прогнозна информация

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложението на „Електроразпределение Север“ АД и действащите цени на дружеството:

„Електроразпределение Север“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,02648	0,03098	16,99%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,07073	0,08274	16,98%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00885	0,01035	16,95%

цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02311	0,02703	16,96%
---	---------	---------	--------

„Електроразпределение Север“ АД уточнява, че предложените в заявлението цени са изчислени въз основа на утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 446,78 лв./MWh, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 20,57 лв./MWh и допустимия максимален размер на разходите за балансиране от 1,80 лв./MWh. Дружеството е посочило, че при промяна на някои от съставляващите елементи по финансово свързаната верига, мрежовите цени ще бъдат различни от предложените в заявлението.

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

- Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 119 431 хил. лв., при утвърдени за предходния ценови период – 103 553 хил. лв., в резултат на приложена корекция с инфлационен индекс от 15,33% за периода януари 2022 г. – декември 2022 г., на обща стойност 15 878 хил. лв.;

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

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

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

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

- Прогнозни количества електрическа енергия – 5 490 283 MWh;

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

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

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

2.3.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Север“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2022 г. на дружеството и при прилагане на посочения по-горе единен подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР за първата година на шестия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за шестия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;
- Разходите за амортизации;
- Разходите за балансиране;
- Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;
- Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, към които е прибавена индексацията с инфлационен индекс от Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 30 339 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 15 844 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2022 г., в размер на (минус) -1 097 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по долу:

„Електроразпределение Север“ АД		2021 г.	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	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период $(р.5-р.6)*5,74\%*2 + (р.7-р.8)*2 - р.9$	-1 097		

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

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

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 383 725 хил. лв.;

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

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

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

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

Ц_{мп.} – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 469,15 лв./MWh;

– Ц_{мп.}¹ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 454,95 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за второ тримесечие на 2023 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 225,18 лв./MWh. Изчисленията са представени по долу:

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

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

КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 218 059 хил. лв.;

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

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

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

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

$C_{мп.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 152,22 лв./MWh;

– $C_{мп.}^1$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 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 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:

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

Z_{t-2} – (минус) -16 975 хил. лв.;

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

P_{t-2} – (минус) -1 343 хил. лв.

Приложеният от дружеството подход за изчисление на корекцията с фактора Z напълно противоречи на формулата по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, тъй като в нея липсва елемент, който да отразява приспадане на получените компенсация, изплатени на

основание решения на Министерски съвет. Тези компенсации могат да се отразят единствено при калкулацията на елемента Π_{mp} ¹ по начина, по който е направено по-горе, т.е. постигнатата цена е функция на закупените количества електрическа енергия и реалните разходи за тези количества, които представляват разликата от заплатената на БНЕБ ЕАД стойност на закупената електрическа енергия и получените компенсации за нея. По този начин дружеството получава реалния стимул от постигнатото намаление на технологичния си разход, докато при прилагане на подхода, използван в заявление с вх. № Е-13-262-42 от 31.03.2023 г., „Електроразпределение 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.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	103 553
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	139 163
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	41 486
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	269 836
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	191 363
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	48 133
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	30 339
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	15 489
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	15 844
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-17 956
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-1 097
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	296 481
11	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	5 490 283

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

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,02108 лв./kWh;
 - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04850 лв./kWh;
 - цена за достъп за небитови клиенти – 0,03090 лв./kW/ден;
 - цена за достъп за битови клиенти – 0,00959 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за третата ценова година от шестия регулаторен период – 296 481 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 490 283 MWh.

3.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

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

- цена за достъп до електроразпределителна мрежа – 0,00828 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04530 лв./kWh.

3.4.1. „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД не е подало заявление за утвърждаване на цени за достъп и за пренос на електрическата енергия до/през електроразпределителната мрежа, считано от 01.07.2023 г. В тази връзка е приложена разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай, че енергийното предприятие не е подало заявление, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими годишни приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

3.4.2. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-09-12 от 18.04.2023 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за третата ценова година от шестия регулаторен период. След анализ на тази информация, данните от годишния финансов отчет на дружеството за 2022 г. и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР за първата година на шестия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

– Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за шестия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;

– Разходите за амортизации;

– Разходите за балансиране;

– Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;

– Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;

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

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 323 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 269 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2022 г., в размер на (плюс) 17 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по долу:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		2021 г.	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 (минус) -36 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

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

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

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

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

$TR_{одоб.}$ – 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 399,61 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества и постигнатата среднопретеглена цена за периода от

01.07.2022 г. до 31.03.2023 г., намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количества електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Прогнозните количества от пазара „Ден напред“ за второ тримесечие на 2023 г. са остойностени по прогнозна среднопретеглена цена в размер на 225,18 лв./MWh. Изчисленията са представени по долу:

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

R_{t-2} – (плюс) 75 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z , използван в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

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

$P_{\text{отч.}}$ – 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.;

$E_{\text{прог.}}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 49 907 хил. kWh;

$E_{\text{отч.}}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 54 217 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Златни пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-12 от 18.04.2023 г.;

$TR_{\text{одоб.}}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 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 достъп и пренос до/през 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 152,22 лв./MWh;

Z_{t-2} – (минус) -249 хил. лв.;

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

R_{t-2} – (плюс) 75 хил. лв.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, са следните:

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

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

- цена за достъп до електроразпределителна мрежа – 0,01273 лв./kWh;
 - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04261 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за третата ценова година от шестия регулаторен период – 3 174 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 57 364 MWh.

VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-13 от 30.03.2023 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, с вх. № Е-13-49-7 от 31.03.2023 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № № Е-13-46-14 от 31.03.2023 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, в качеството си на краен снабдител, не е подало заявление за утвърждаване на цени. По силата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, в случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 41 и 45 от същата, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови, респективно регулаторен период въз основа на данните, с които разполага. В отговор на изпратено от КЕВР писмо с изх. № Е-13-77-5 от 04.04.2023 г. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е предоставило информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

1. Единен подход при определяне на необходимите годишни приходи на електроснабдителните дружества

След анализ на постигнатите резултати от електроснабдителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи да бъде приложен единен подход, както следва:

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

1.2. Необходимите годишни приходи на крайните снабдители за ценовия период отразяват прогнозните разходи за покупка на електрическа енергия за снабдяване на крайните клиенти, изчислени на основата на годишната прогноза за потребление за клиентите, присъединени към съответната мрежа на ниско напрежение и среднопретеглена цена за енергия. Среднопретеглената цена за покупка на електрическа енергия е формирана на база индивидуалните прогнозни количества и цената за закупуване на електрическа енергия от обществения доставчик, към която е прибавена цената за задължения към обществото.

1.3. В цените не са включени разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Към настоящия момент такива прогнозни разходи не могат да бъдат анализирани с оглед установяване на тяхната обосновааност, 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:

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

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

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

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

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

2.1.2 Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на заявлението на „Електрохолд Продажби“ ЕАД се установи, че дружеството е предложило стойности на ценообразуващите елементи, които не са в съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ. Съгласно тази разпоредба размерът на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ се определя в размер до 7% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, а дружеството е предложило стойност на необходимите годишни приходи, съответстващи на компонента в размер на 12,03%. В чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ е

посочено, че в утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия не се включват цената за задължения към обществото и разходи за балансиране, като последните са част от компонентата за дейността (арг. от чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ). Разпоредбата на чл. 10 от НРЦЕЕ не предвижда включването на допълнителни разходи в необходимите годишни приходи на крайните снабдители извън тези, които се покриват от компонентата за дейността по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ.

В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VIII.1.3. от единния подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Такива разходи не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са 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.

В резултат на гореизложеното и извършените корекции при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик и цената за задължения към обществото, цените на „Електрохолд Продажби“ ЕАД са, както следва:

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

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,95 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 598 704 хил. лв.;

– прогнозни количества електрическа енергия – 4 926 799 MWh.

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

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

2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

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

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

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-19 от 01.07.2022 г., в частта по т. П.6.2., цени, без ДДС, по които „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството, считано от 01.07.2023 г., са обобщени в таблицата по-долу:

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

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

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

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

2.2.2 Ценообразуващи елементи

В съответствие с мотивите, изложени по т. VIII.1.3. от единния подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Такива разходи не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Към настоящия момент не е възможно да се прогнозира разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

Разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

– срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и

– направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

След извършен анализ на заявлението на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и извършените корекции, при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик и цената за задължения към обществото, цените на дружеството са, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14420
- Нощна	0,05318
2. Една скала	0,14420

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,95 лв./MWh;

- необходимими годишни приходи – 526 722 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 4 334 451 MWh.

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

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

2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

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

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

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-19 от 01.07.2022 г., в частта по т. 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	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,11311	0,11311	0,00%
- Нощна	0,02017	0,02017	0,00%
2. Една скала	0,11311	0,11311	0,00%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

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

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

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

2.3.2. Ценообразуващи елементи

В съответствие с мотивите, изложени по т. VIII.1.3. от единния подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Такива разходи не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Към настоящия момент не е възможно да се прогнозира разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

Разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и
- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

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

След извършен анализ на заявлението на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и извършените корекции, при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, цените на дружеството са, както следва:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14801
- Нощна	0,05137
2. Една скала	0,14801

при следните ценообразуващи елементи:

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

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

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

2.4. „ЕСП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ ООД

2.4.1 „ЕСП Златни Пясъци“ ООД не е подало заявление за утвърждаване на цени за продажба на електрическа енергия, считано от 01.07.2023 г.

В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай, че енергийното предприятие не е подало заявление или не е представило информацията по чл. 41 от НРЦЕЕ, Комисията може служебно да утвърди необходимите годишни приходи и цени въз основа на данните, с които разполага.

2.4.2. Ценообразуващи елементи

В отговор на изпратено от КЕВР писмо с изх. № Е-13-77-5 от 04.04.2023 г., „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е предоставило информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

В резултат на извършените корекции в описания единен подход и при отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, цените на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД са, както следва:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2023 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13975
- Нощна	0,06805
2. Една скала	-

при следните ценообразуващи елементи:

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

Клиентите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01614 лв./kWh;
2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00828 лв./kWh;
3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04261 лв./kWh.

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

Изказвания по т.3.:

Докладва П. Младеновски. Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката Комисията за енергийно и водно регулиране осъществява регулиране на цените, предвидено в този закон. П. Младеновски поясни, че няма да се спира подробно на целия доклад, тъй като той е представен и само ще каже по няколко думи относно основните точки, тъй като обемът на доклада е голям.

По отношение на прогнозната пазарна цена за регулаторния период:

В момента на БНЕБ ЕАД няма търгове, чиито срок да съвпада със срока на регулаторния период за определянето на прогнозната пазарна цена и затова са използвани фючърните сделки на ЕЕХ за трето и четвърто тримесечие на 2023 г. за българския пазар и за унгарския пазар, които са намалени със стандартната девиация между България и Унгария, а именно цената на капацитетите, която е от порядъка на 7,25 евро за унгарския пазар и за HUDEX. В тази връзка средната пазарна цена за базов товар е изчислена в размер на 256,37 лв. Като данни са използвани данните на пазарите към 15.05.2023 г. Предвид факта, че се наблюдава спадане на цените в последно време, което е в резултат на спада в цената на природния газ, е предвидена корекция, която е в размер на 2,390 евро, която точно отразява фючърсите към настоящия момент.

Съгласно изискванията на Раздел 3а от Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия са изчислени коефициентите и съответно прогнозните пазарни цени за отделните групи производители. Прави впечатление, че през тази година коефициентите традиционно се обръщат, т.е. тези, които са били с коефициент под 1 в момента са над 1 и обратното. Причината е именно в спецификата на пазара през предходната година, но работната група трябва да спазва разпоредбите на Наредбата и да ги изчисли съгласно тези разпоредби. Цената на електрическата енергия през предходната година е започнала рязко да се покачва около м. май, когато най-много работят фотоволтаиците. Върховете нива са постигнати през м. август и м. септември, след което през зимните месеци, които са традиционни скъпи, е започнала да пада надолу. В тази връзка тези производители, които традиционно работят при по-ниски цени са работили при по-високите цени и съответно коефициентите им са се повишили и станали по-големи. Тук не е толкова среднодневния профил, колкото сезонния профил на отделните производители. В тази връзка дори електроразпределителните дружества и ЕСО ЕАД имат коефициент, който е по-малък от 1, т.е. тяхната определена прогнозна цена е по-ниска от базата. Може би това ще е в правилна посока, тъй като напоследък се забелязва, че цената на пиковата енергия е значително по-ниска от цената на off-peak дори и в делнични дни,

т.е. не само през уикендите и е възможно да се напасне точно по този начин.

По отношение на производителите. Определените цени на отделните производители са представени в доклада, като подробно се представени мотиви за извършени от работната група корекции и приемането или неприемането на определени разходи. В тази връзка тези данни са използвани и за определяне на разполагаемостта. Цената на АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД е изчислена в размер на 63,48 лв., като повишението е минимално спрямо миналата година. Цената на ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД е 83,87 лв., което е много минимално повишение. Това са единствените централи, които влизат в микса на НЕК ЕАД, тъй като всички останали централи, включително и ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД, ТЕЦ „Бобов дол“ АД и „Топлофикация Русе“ АД са с изчислена цена, която е с повече от 10% по-висока от прогнозната пазарна цена.

В тази връзка на основания чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 на тези производители не може да се определи разполагаемост и съответно цена за регулаторния период. Миксът на НЕК ЕАД е попълнен с тези две централи, както и с двете със споразумения за изкупуване на енергия по дългосрочните договори. ВЕИ под 500 kW, както и топлофикационните и заводските централи, които са три („Овердрайв“ АД, „Юлико Евротрейд“ ЕООД и УМБАЛ „Проф. Д-р Стоян Киркович“ АД) с високоефективно комбинирано производство се изкупуват от крайните снабдители и съответно от обществения доставчик.

При определянето на месечната разполагаемост е отчетено прекратяването и изтичането на договора с ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“, който изтича на 21.02.2024 г. В тази връзка е определена и допълнителна разполагаемост на НЕК ЕАД от АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, като тази енергия би следвало да се използва за вдигане на ПАВЕЦ и за търговия на свободния пазар, за да може да се задоволят пиковете на електрическа енергия, тъй като през месеците март-юни те достигат до над 1000 MW разлика в потреблението на клиентите на крайните снабдители в двата пика – сутрешен и вечерен.

Цената на общественият доставчик е определена на 113,57 лв., като е приложена и допълнителна компенсация от Фонда в размер на близо 693 млн. лв., което е излишък от Фонда, който се използва за компенсиране на централите по чл. 93а.

И. Иванов запита колко ще се вземе от Фонда, за да се осигури цената от 113 лв.

П. Младеновски отговори, че само допълнителната компенсация е 700 млн. лв. Общите разходи ще се съобщят, когато докладването стигне до Фонда.

П. Младеновски продължи с докладването. Цената за задължение към обществото е определена на 0 лв./MWh, тъй като приходите на Фонда са изчислени като по-високи от разходите и няма нужда от допълнителна цена задължение към обществото. На стр. 34 от доклада е изложен балансът на Фонда, всички приходи и разходи. Прави впечатление, че е отбелязан надвзет приход на обществения доставчик от електрическа енергия. Подходът, който е използвала работната група при топлофикациите именно за изчисляване на надвзет приход от квоти въглеродни емисии е посочен и при обществения доставчик за енергията, която изкупува от американските централи. В самото заявление НЕК ЕАД претендира за допълнителна компенсация в размер на около 140 млн. лв. за по-високо потребление от предвиденото в решението на крайните снабдители. НЕК ЕАД компенсира това по-високо потребление с допълнителна енергия от двете американски централи. В същото време НЕК ЕАД твърди, че има голяма част недоставени количества от производители от възобновяеми източници с инсталирана мощност от 500 kW, които също са заместени с енергия от двете американски централи и то основно от тази, която е в квотата за свободния пазар от миналото решение. В момента цените за свободния пазар са неатраaktivни за обществения доставчик и съгласно предходното решение той не получава компенсации за реализираната енергия на свободен пазар. В тази връзка пренасочва тези количества и замества старите. След подробните изчисления се оказва, че общественият доставчик не само не трябва да бъде компенсиран, но той е надвзел приход от квоти за въглеродни емисии, реализирани през предходния ценови период в резултат от

разликата на цената на въглеродните емисии в размер на 129 421 000 лв. След като се приспаднат тези 129 421 000 лв. надвзетият приход е изчислен на обща стойност 46 428 000 лв., които Фондът следва да си удържи от бъдещите компенсации на обществения доставчик.

И. Иванов запита дали това е отбелязано в доклада.

П. Младеновски отговори, че това е отбелязано на стр. 32-34, в частта, която е за Фонд „Сигурност на електроенергийната система“. П. Младеновски допълни, че предвид динамиката на цените и рязкото им спадане през последното шестмесечие всички дружества имат надвзети приходи. Надвзетият приход на НЕК ЕАД е изчислен на 46 000 000 лв., на ЕСО ЕАД е около 26 млн. лв., ЕРП-та са в порядъка между 20 и 50 млн. лв. Абсолютно всички имат надвзети приходи, които в момента позволяват цената да се повишава с плавни и бавни темпове. П. Младеновски каза, че не си спомня да е чел някога в стари решения да има надвзет приход от обществения доставчик. Винаги е имало недовзет, т.е. това е първият път, в който общественият доставчик има надвзет приход. По-ниските цени на въглеродните емисии се отразяват негативно върху Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, който за периода е получил 178 млн. лв. от предвиденото в самото ценово решение поради едни или други преструктурирания на разходи.

И. Иванов запита колко е била прогнозната цена на емисиите.

П. Младеновски отговори, че е била 51,30 евро.

И. Иванов каза, че сега е 80 евро.

П. Младеновски повтори, че Фондът има 178 млн. лв. по-малко приходи, което резултира в одобрени, но неизплатени разходи към обществения доставчик. За миналия месец те са в размер на 106 млн. лв. и всеки месец са над 100 млн. лв., като от този недовзет приход следва да се намалят с тези 46 428 000 лв. надвзет приход.

По отношение на ЕСО ЕАД има намаление на двете цени. Общото намаление е в порядъка на около 21,53% на общите цени за пренос и достъп спрямо предходната година. В доклада корекциите са подробно описани. Причината за това е по-ниската цена за технологичен разход и надвзетият приход в размер на 26 355 000 лв., който отново е изваден от необходимите приходи на дружеството за следващия ценови период.

По отношение на електроразпределителните дружества. Приложени са корекции съгласно Наредба № 1, тъй като те са в регулаторен период, т.е. извършени са три корекции с инфлация в размер на 15,3%, съгласно данните на НСИ. Не са приети повечето данни на дружествата, особено на ЧЕЗ, които са искали инфлацията да бъде декември-декември или други, които са малко по-високи. Декември-декември не е средно претеглена инфлация, а отразява това, че ако си правил разходи през декември, трябва да ги направиш отново през декември. Средното за периода е среднопретегленият индекс на потребителските цени, който публикува НСИ и той е в размер на 15,3%. Извършени са стандартните корекции за инвестициите и корекцията с фактора Z. При корекцията с фактор Z са отнети основно големите суми. За „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД корекцията с фактора Z е в размер на 50 744 000 лв. За „Електроразпределение Юг“ ЕАД корекцията с фактора Z е в размер на 45 755 000 лв. За „Електроразпределение Север“ АД, предвид по-малките количества, корекцията е в размер на 18 000 000 лв. При „ЕРП Златни пясъци“ АД корекцията е само 36 000 лв. но там структурата на разходите, сезонността на потреблението на клиентите и съответно на технологичните разходи са по-различни.

При крайните снабдители е запазена надценката в размер на максималната възможна такава на 7% от средната покупна цена за електроенергия. Други корекции не са извършвани Единственото, което е извършвано като корекция са променени количества, т.е. увеличени са на база на факта, че всяка година количествата, които прогнозира НЕК ЕАД и които прогнозират съответните крайни снабдители се различават в размер на близо над 500 000 MWh. Работната група е взела средна стойност, като отчетът на крайните

снабдители е индексирани с 3%. Миналата година е индексирани с 1%. Сега явно е по-висок, въпреки топлата зима. Причината за това се крие не толкова в потреблението на клиентите на крайните снабдители, а в поведението им да стоят в умишлен излишък и да купуват по-високи количества, за да спестяват от разходи за балансиране. Това резултира, особено в ЧЕЗ, да има много по-високи разходи за балансиране. При други, които нямат такава политика да стоят в умишлен излишък, като „Енерго-Про“, самите разходи на MWh са много по-ниски, отколкото отчетените от „Електрохолд“.

Средното повишение на цените при „Електрохолд Продажби“ е 3,44%, при „ЕВН България Електроснабдяване“ е 3,41%, „Енерго-Про Продажби“ е 4,24%, при „ЕСП Златни Пясъци“ е 18,04%, но при тях миналата година е имало понижение с над 19%, предизвикано поради грешни прогнози. Потреблението на клиентите на „ЕПЗ Златни Пясъци“ е изключително сезонно и повлияно от пандемията от COVID-19 при предходните години. Именно поради това дружеството всяка година е сменяло количествата, което е водило до резки промени в цените. Среднопретегленото изменение е в размер на 3,63% за територията на България.

На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката, работната група предлага на Комисията да обсъди следните решения:

- 1. Да приеме доклада;*
- 2. Да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени представители на заявителите, като се осигури и възможност за дистанционно участие;*
- 3. Приетият доклад, датата и часът на откритото заседание да бъдат оповестени на интернет страницата на КЕВР.*

Б. Голубарев каза, че са му е направили впечатление доста голямата и обширна рекламната кампания и спонсорски изяви на едно от дружествата. Това къде е отразено в цената и по-скоро в непризнаването като разходи? Във фактор Z ли?

П. Младеновски отговори, че във фактор Z се отразяват технологичните разходи и надпренесената енергия. Другите разходи и тези разходи за спонсорство и рекламни кампании на ЕРМ Запад корекции се налагат само и единствено с инфлация. Там допълнителни разходи по време на ценовия период, съгласно Наредбата, няма как да се признаят. В началото на регулаторния период се признава една база от разходи, която Комисията решава, като през следващите години от регулаторния период само се индексират с инфлацията, т.е. отчетни данни и възникващи допълнителни разходи за дружеството не се отразяват, съгласно метода на регулиране. П. Младеновски допълни, че не знае дали казаното от Б. Голубарев се отнася за крайния снабдител, или за ЕРП-то.

И. Иванов поясни, че става въпрос за кампанията за електронната фактура.

П. Младеновски каза, че се говори за рекламни кампании и за спонсорство на футболни клубове, които са по-скоро към разпределителното дружество или по-скоро към фирмата майка, както е анонсирано по медиите, която е шапката на двете дружества.

Б. Голубарев каза, че не трябва да се признават е цената, където и да са.

П. Младеновски каза, че това ще се случи в новия регулаторен период, който е от следващата година. Тогава се утвърждават оперативните разходи за целия регулаторен период, в който най-вероятно са отнесени и тези.

И. Иванов каза, че също има въпрос към П. Младеновски. На един вече е отговорено преждевременно. Той е касаел излизането на една от двете американски централи „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД от 22.02.2024 г. Вижда се, че това е отразено първо в количествата и след това в този график по месеци на количествата електроенергия, които се купуват. От м. март 2024 г. до м. юни 2024 г. има нули за „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД. Това е съвсем коректно. П. Младеновски е отбелязал, че това е предизвикало повишаване на количеството, което особено през м. март се взема от АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД. В крайна сметка наистина се стига до покриване

на разходите, които до м. юни намаляват значително – близо два пъти спрямо м. декември и м. януари. Вторият въпрос е свързан с обстоятелството, че съгласно представената таблица само АЕЦ и ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД участват на регулирания пазар със съответните количества. Останалите са по необходимост – двете американски централи, възобновяемата енергия в сегмента, който е за регулирания пазар и топлофикациите. Производството на ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД в момента е много малко и се знае, че дори и сега ТЕЦ-ът работи на загуба. Това не личи много поради натрупаната печалба от високите цени през изминалите годишен ценови период. И. Иванов каза, че се интересува, ако министърът на енергетиката излезе със заповед за включването на дружеството на регулиран пазар с определени количества, които министерството трябва да определи, до какви промени ще доведе това в крайните цени, които интересуват обществото.

Б. Голубарев каза, че това е интересен въпрос, защото доколкото си спомня преди няколко дена се е получило писмо, в което има определена квота.

И. Иванов запита дали са определили квота.

Говори П. Младеновски, без микрофон.

И. Иванов каза, че писмото е било разписано от Б. Голубарев.

Б. Голубарев каза, че писмото не е при него и го е резолирал.

И. Иванов поясни, че не е минало през него.

Б. Голубарев каза, че това е било във вторник.

И. Иванов каза, че това е важен въпрос, защото влияе върху цените, тъй като цената на ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД е с 23% по-висока от средната прогнозна цена. Тя е по-малка отколкото на двете американски централи, но и това не е малко.

П. Младеновски каза, че действително е получено писмо от Министерство на енергетиката, в което се пита как би се отразило на цените една бъдеща заповед на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 и чл. 70, ал. 1 от ЗЕ. Предложени са няколко варианта в порядъка между 1 000 000 и 2 200 000 MWh, според това как работят блоковете: дали ще бъдат два големи блока на минимална мощност, един блок, половин блок и т.н. В момента ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД работи с около блок-блок и половина, изпълнявайки съществуващи договори, които са сключени на доста прилични цени от порядъка на над 400 лв., дори има и над 600 лв. Те са до края на календарната година и са сключени през месеците ноември и декември 2022 г., когато все още прогнозата е била, че цените ще са от порядъка на това високо ниво. След като писмото е получено е симулирано участието на ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД в микса на регулиран пазар се е стигнало до извода, че предвид реструктуриране на разходите на Фонда и отразяване на допълнителните компенсации, които ще са свързани с участието на централата по чл. 4, ако централата работи в диапазон от 1 000 000 и 2 200 000 MWh, ефектът върху крайните цени ще бъде несъществен, т.е. от порядъка на под половин процент, около 0,33% върху крайната цена. Симулирано е едно по-високо количество, което е в размер на 4 000 000 MWh. Когато се премине границата от 2 200 000 MWh наличният ресурс в СЕС се изчерпва и това резултира в значително повишение на крайните цени на регулирания пазар. Точната стойност при 4 000 000 MWh е 20,83% изменение на крайната цена. Работната група ще отговори на това писмо и преценката е на министъра и на Министерски съвет дали да бъде издадена подобна заповед за работа на централата на регулиран пазар и съответно с какво количество.

И. Иванов каза, че иска да допълни, че дори и при доброто желание от страна на министерството да подпомага ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД, което явно ще тръгне към затихващи функции, това може да бъде само предпоследното такова решение. Последната заповед би могла да бъде догодина, защото от м. юли 2025 г., съгласно регламент на ЕС, се забранява държавното подпомагане на термичните централи. Към 01.07.2024 г. пак може да се издаде такава заповед, но не и към 01.07.2025 г. за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г.

И. Иванов каза, че преди да се пристъпи към гласуване по т. 2 от проекта на решение насрочва открито заседание за изслушване на енергийните дружества по отношение на техните становища по доклада на 01.06.2023 г. от 10:40 часа. Останалите срокове и до края на самата процедура по утвърждаване на цените са: срок за предоставяне на становища: до 16:00 часа на 01.06.2023 г.; закрито заседание за приемане на проект на решение: 02.06.2023 г. от 14:00 часа; обществено обсъждане на проекта на решение: на 06.06.2023 г. от 11:00 часа; закрито заседание за приемане на решение от Комисията за енергийно и водно регулиране относно цени в сектор „Електроенергетика“ за периода от 01.07.2023 г.- 30.06.2024 г.: на 30.06.2023 г.

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

На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката, Комисията

РЕШИ:

1. Приема доклад относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“;
2. Насрочва открито заседание на 01.06.2023 г. от 10:40 ч. за разглеждане на приетия по т. 1 доклад, на което да бъдат поканени упълномощени представители на заявителите, като се осигури възможност и за дистанционно участие
3. Приетият доклад, датата и часът на откритото заседание да бъдат оповестени на интернет страницата на КЕВР;
4. Определя срок за представяне на становища до 16:00 часа на 01.06.2023 г.;
5. Насрочва закрито заседание за приемане на проект на решение на 02.06.2023 г. от 14:00 часа;
6. Насрочва обществено обсъждане на 06.06.2023 г. от 11:00 часа.
7. Насрочва закрито заседание за приемане на окончателно решение на 30.06.2023 г.

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

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

По т.4. Комисията разгледа доклад относно **утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.**

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.

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 за първата година от четвъртия регулаторен период в размер на 0,12979 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи от 43 401 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 285 412 MWh.

С Решение № Ц-20 от 01.07.2022 г. на 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 необходими годишни приходи от 37 044 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 304 059 MWh.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) при метода „горна граница на приходи“ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ.

Предмет на настоящото административно производство е утвърждаването на необходими 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 цените, 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) и 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; 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 3 919 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 оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи, цената за задължения към обществото и цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа (чл. 28, ал. 3 от НРЦЕЕ). В доклад с вх. № Е-Дк-664 от 22.05.2023 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 0,80 лв./MWh, цена пренос през електропреносната мрежа в размер на 15,34 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 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.

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 основата на данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети в размер на (минус) 109 хил. лв., която е изчислена, както следва:

		Отчет	Отчет	План
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	7 153	28 879	17 749
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	1 247	26 134	9 749

3	Нетна амортизация, Ап, хил. лв.	712	1 195	1 195
4	Номинален размер на инвестициите , хил. лв. (p.1-p.2-p.3)	5 195	1 550	6 805
5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $I = (2,5 * I1 + 1,5 * I2 + 0,5 * I3) / 3$		6 238	
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г. , хил. лв.		9 191	
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 * A1 + 1,5 * A2 + 0,5 * A3) / 3$		1 390	
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г., хил. лв.		1 435	
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ (p.5-p.6)*1,14%+(p.7-p.8)		-48	
10	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ (p.5-p.6)*1,14%*2+(p.7-p.8)*2-p.9		-109	

4. Корекция с фактора Z на стойност (минус) 4 738 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 утвърдена 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:

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

където:

$P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 43 401 хил. лв.;

$P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 46 699 хил. лв., формирани от ДП НКЖИ, въз основа на отчетени количества разпределена тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт и отчетни приходи периода от 01.07.2022 г. до 28.02.2023 г., както и прогнозни количества и приходи за месеците март, април, май и юни 2023 г.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 304 059 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 327 160 хил. kWh, 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 28.02.2023 г., както и прогнозни количества и приходи за месеците март, април, май и юни 2022 г.;

$TR_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 4,7%;

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

$Ц_{тр.1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която ДП НКЖИ е закупило 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 357,35 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 31.03.2023 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.

P_{t-2} – корекция за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Z_{t-1} , в размер на (минус) 171 хил. лв.

Изчисленията са представени по долу:

ДП НКЖИ		
1	Количество електрическа енергия за техн. р-д, MWh	7 574
2	Разходи, хил. лв.	2 877
3	Постигнатата среднопретеглена цена, лв./MWh	379,91
4	Получени компенсации, хил. лв.	679
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	2 199
6	Постигнатата цена след компенсации, лв./MWh	290,28
7	Постигнатата цена изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	334,98
8	C_{mp}^1 (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	357,35

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:

ДП НКЖИ		
1	Експлоатационни и административни разходи	26 953
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	4 402
3	Разходи за амортизации	11 017
4	Регулаторна база на активите	50 633
4.1.	Призната балансова стойност на активите	37 523
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	9 191
4.3.	Необходим оборотен капитал	3 919
5	Норма на възвръщаемост на капитала	1.14%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	577
7	Корекция с инфлационен индекс (И)	4 124
8	Корекция с инвестиции	-109
9	Корекция с фактор Z	-4 738
10	Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)	42 227
11	Количество електрическа енергия за разпределение	327 160

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 0,12907 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи – 42 227 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 327 160 MWh.

Изказвания по т.4.:

Докладва М. Трифонов. Предмет на административното производство е утвърждаване на необходимите годишни приходи и цена на Държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ за третата ценова година от четвъртия регулаторен период. В рамките на регулаторния период са извършени следните корекции: извършена корекция върху признатите разходи за дейността, без разходите за амортизация и с инфлационен индекс в размер на 15,3% за предходен период, на основа на данни от НСИ относно индекса на потребителските цени за 2022 г., което е аналогично на останалите електроразпределителни дружества. Извършена е корекция в резултат на изпълнени и отчетени инвестиции въз основа на данни за активите по видове дейности, съгласно представени отчети в размер на -109 000 лв. Извършена е и корекция с фактор Z на стойност -4 738 000 лв. Предвид това, цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за третата ценова година на четвърти регулаторен период е в размер на 0,12979 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи от 43 401 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 327 160 MWh.

На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката, работната група предлага на Комисията да обсъди следните решения:

1. Да приеме доклада;
2. Да насрочи открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1, на което да бъдат поканени представители на заявителя, като се осигури възможност и за дистанционното им участие в заседанието;
3. Приетият доклад, датата и часът на откритото заседание да бъдат оповестени на интернет страницата на КЕВР.

Б. Голубарев запита дали има данни за други потребители, които са присъединени към тази мрежа, освен влаковете и гарите.

М. Трифонов каза, че категорично няма такива. Разпределя се само тягова електрическа енергия, а гарите са клиенти на електроразпределителните дружества.

Б. Голубарев констатира, че няма други присъединени.

П. Младеновски каза, че преди няколко години е имало данни за голям инвестиционен интерес да се използват подстанциите на гарите за присъединяване на фотоволтаични централи, но няма информация към момента докъде е стигнало това и дали се е осъществило.

И. Иванов каза, че не може да си спомни за коя гара с ново строителство е показано, че върху покрива ще бъдат изцяло монтирани фотоволтаици. Строителството още не е започнало. Това е проектна фаза, показана в медиите.

М. Трифонов каза, че самите гари са клиенти на съответното електроразпределително дружество, което е в региона. Те не са част от тази мрежа. Тя е доста специфична като схема на захранване и не може да се използва.

Б. Голубарев каза, че преди време е имало жилищни сгради.

М. Трифонов каза, че е имало, но доколкото разбира са премахнати от мрежата.

И. Иванов каза, че решението, което е взето преди една година и е влязло в сила от 01.07.2022 г. е определяло цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 14,274 ст. Нали така?

М. Трифонов отговори, че това е точно така.

И. Иванов каза, че тази година цената се намалява и става 12,09 ст. Коя е причината?

М. Трифонов каза, че за първата година от регулаторния период цената също е малко по-висока от тази, която се определя. Основната причина е намаляването на прогнозната пазарна цена и корекциите с това, че е надвзет приход от технологични разходи. Пренесли са 327 000 MWh, а цената е определена върху 304 000 MWh.

И. Иванов обобщава, че има надвзет приход и че базова прогнозна цена за миналата година е била 430 лв., а сега е 258 лв.

П. Младеновски каза, че при всички ЕРП-та (поради сериозната промяна в прогнозната пазарна цена в посока надолу) има намаление на цената за пренос. Същото е и при ЕСО ЕАД. Общо правило е, че инфлацията се отразява в цените за достъп, тъй като те отразяват условно-постоянните разходи, а в цената за пренос са технологичните разходи. При всички ЕРП-та (включително и НКЖИ) има сериозно намаляване на цената за пренос и съответно увеличаване на цената за достъп. Тъй като те имат само една цена, тя се намалява. При ЕСО ЕАД е по същия начин: цената за пренос е увеличена, като цената на достъп е намалена с по-голям процент.

Б. Голубарев каза, че иска да засегне един общ за всички въпрос, тъй като П. Младеновски е споменал за пренос и достъп. Б. Голубарев поясни, че ще се спере конкретно на достъпа за битовите потребители. Единствено битовите потребители плащат цена за достъп, която е на база консумираната електрическа енергия, а не на база мощност, която се ползва. Това води до редица изкривявания, които са коментирани и преди. Само ЕВН е предложило да се промени методиката за изчисление. Това е свързано и със законово ограничение: не може да се събира такса електромер, но в края на краищата това ще доведе до много по-справедливо разпределение на разходите. Сега е времето да се постави този въпрос, ако трябва и с промяна в законодателството в тази част. Останалите дружества трябва да се насърчат да бъдат по-настойтелни. Много по-справедливо е когато се заплаща цена за достъп, която е на база ангажирана мощност. Това ще доведе не само до справедливост, например: който има повече имоти ще плаща повече или с други думи: по-богатият ще плаща повече от този, който има само един електромер. Това е от гледна точка на социалната справедливост, защото се е казвало, че е социално несправедливо, а е обратното. Отделно от това, нередностите при присъединяването ще бъдат в много голяма степен изчистени. Тогава няма как някой да се води, че образно казано е ангажирал голяма мощност. Ако е ангажирал наистина такава мощност – той би трябвало да си плаща за нея, както стопанските потребители, присъединени на ниско и средно напрежение. Изкривяването на големите потребители, които ангажират огромни мощности, а на практика не плащат за тях също ще доведе до една справедливост, към която КЕВР трябва да се стреми. Б. Голубарев поясни, че отбелязва това не за да се прави сега, но да се инициира по някакъв начин, за да може следващата година да се вземе такова решение и да се работи постепенно по него.

И. Иванов каза, че това е така, но като депутат и като председател на КЕВР е правил поне няколко пъти такива опити. Това предложение категорично се отхвърля, включително и от хора, които сега са в Народното събрание и ще бъдат в комисията по енергетика. Никой не смее да го въведе. И. Иванов допълни, че е обяснявал, че в тези вече почти изоставени къщи по селата ЕРП-то е длъжно да осигурява напрежение, макар че някой може да отиде в съответния имот два пъти в годината за по два дни. Ще бъде много по-добре да се въведе тази такса за достъп, която всъщност е била кръстена *такса електромер*. И. Иванов каза, че може отново да се направи опит, но не споделя оптимизма на Б. Голубарев. Той ще види това, когато се направи предложението за законова промяна, а не за промяна в наредба на КЕВР.

П. Младеновски каза, че и сега наредбата дава възможност да се определи цена за достъп, която да се плаща в лв./kW на ден. Електроразпределителните дружества не са готови с данните, а Комисията трябва да има данни, за да направи тези изчисления. ЕВН са направили някакъв опит и до голяма степен те са се справили, но са единствени. Няма как да се тества само при едно дружество. Такава рязка промяна се прави в началото на нов регулаторен период, в какъвто Комисията не е. Такъв период започва от следващата година.

Б. Голубарев каза, че точно това има предвид: да не се прави рязка промяна и да има една година време да нейното осъществяване. Най-силният аргумент е, че енергийно бедният, за който се говори много, но нищо не се прави, ще плаща по-малко от енергийно богатия. Това е основният аргумент. В Народното събрание вече трябва да се погледне по друг начин. Това е аргументът, който ще се възприеме от обществото. Досега най-големите противници са били тези, които имат повече имоти.

И. Иванов каза, че насрочва откритото заседание на 01.06.2023 г. от 10:10 часа. Срокът за представяне на е до 16:00 часа на 01.06.2023 г. Закритото заседание за приемане на проект на решение ще се проведе на 02.06.2023 г. от 14:00 часа; обществено обсъждане на проекта на решение: на 06.06.2023 г. от 12:00 часа, а закрито заседание за приемане на решение: на 30.06.2023 г.

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

На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката, Комисията

РЕШИ:

1. Приема доклад относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт;
2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1 на 01.06.2023 г. от 11:10 часа, на което да бъдат поканени представители на заявителя, като се осигури възможност и за дистанционното им участие в заседанието;
3. Приетият доклад, датата и часът на откритото заседание да бъдат оповестени на интернет страницата на КЕВР.
4. Определя срок за представяне на становища до 16:00 часа на 01.06.2023 г.
5. Насрочва закрито заседание за приемане на проект на решение на 02.06.2023 г. от 14:00 часа.
6. Насрочва обществено обсъждане на 06.06.2023 г. от 12:00 часа.
7. Насрочва закрито заседание за приемане на окончателно решение на 30.06.2023 г.

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

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

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

1. Приема доклад 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;
2. Приема проект на решение за 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;

3. Насрочва обществено обсъждане по реда на чл. 14 от Закона за енергетиката на проекта на решение по т. 2, на 31.05.2023 г. от 10:00 часа, като се осигури и възможност за дистанционно участие в заседанието;

4. Проектът на решение, датата и часът за провеждане на обществено обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

5. Насрочва закрито заседание, на което Комисията ще се произнесе с решение, на 30.06.2023 г.

По т.2. както следва:

1. Приема доклад 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.;

2. Насрочва открито заседание на 01.06.2023 г. от 10:00 ч. за разглеждане на приетия по т. 1 доклад, на което да бъдат поканени упълномощени представители на заявителите, като се осигури възможност и за дистанционно участие

3. Приетият доклад, датата и часът на откритото заседание да бъдат оповестени на интернет страницата на КЕВР;

4. Определя срок за представяне на становища до 16:00 часа на 01.06.2023 г.;

5. Насрочва закрито заседание за приемане на проект на решение на 02.06.2023 г. от 14:00 часа;

6. Насрочва обществено обсъждане на 06.06.2023 г. от 10:00 часа.

7. Насрочва закрито заседание за приемане на окончателно решение на 30.06.2023 г.

По т.3. както следва:

1. Приема доклад относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“;

2. Насрочва открито заседание на 01.06.2023 г. от 10:40 ч. за разглеждане на приетия по т. 1 доклад, на което да бъдат поканени упълномощени представители на заявителите, като се осигури възможност и за дистанционно участие

3. Приетият доклад, датата и часът на откритото заседание да бъдат оповестени на интернет страницата на КЕВР;

4. Определя срок за представяне на становища до 16:00 часа на 01.06.2023 г.;

5. Насрочва закрито заседание за приемане на проект на решение на 02.06.2023 г. от 14:00 часа;

6. Насрочва обществено обсъждане на 06.06.2023 г. от 11:00 часа.

7. Насрочва закрито заседание за приемане на окончателно решение на 30.06.2023 г.

По т.4. както следва:

1. Приема доклад относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1 на 01.06.2023 г. от 11:10 часа, на което да бъдат поканени представители на заявителя, като се осигури възможност и за дистанционното им участие в заседанието;

3. Приетият доклад, датата и часът на откритото заседание да бъдат оповестени на интернет страницата на КЕВР.

4. Определя срок за представяне на становища до 16:00 часа на 01.06.2023 г.

5. Насрочва закрито заседание за приемане на проект на решение на 02.06.2023 г. от 14:00 часа.

6. Насрочва обществено обсъждане на 06.06.2023 г. от 12:00 часа.

7. Насрочва закрито заседание за приемане на окончателно решение на 30.06.2023 г.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-662 от 22.05.2023 г. и проект на решение - 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;

2. Доклад с вх. № Е-Дк-663 от 22.05.2023 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. Доклад с вх. № Е-Дк-664 от 22.05.2023 г. - утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2023 г.;

4. Доклад с вх. № Е-Дк-665 от 22.05.2023 г. - утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

.....

Б. Голубарев

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ЗА ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

ЮЛИЯН МИТЕВ

(Съгласно Заповед № 451/12.05.2023 г.)

Протоколирали:

А. Фикова - главен експерт

Н. Косев - главен експерт