



ПРОТОКОЛ

№ 128

София, 27.05.2022 година

Днес, 27.05.2022 г. от 10:08 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя Станислав Тодоров.

На заседанието присъстваха членът на Комисията Александър Йорданов, Благой Голубарев и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха П. Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, И. Александров - началник на отдел „Цени и лицензии: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия и топлоснабдяване“, Елена Маринова – директор на дирекция „Правна“ и експерти на КЕВР.

Председателят установи, че няма възражения по проекта за дневен ред, няма други предложения, както и няма правни пречки за провеждане на заседанието. Дневният ред е приет с три гласа „за“ (Станислав Тодоров – за, Александър Йорданов – за, Благой Голубарев - за), от които два гласа (Александър Йорданов, Благой Голубарев) на членове на Комисията със стаж в сектор Енергетика.

Заседанието протече при следния

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-1499 от 23.05.2022 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, считано от 01.07.2022 г.

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

2. Доклад с вх. № Е-Дк-1500 от 23.05.2022 г. относно утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, считано от 01.07.2022 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Ивайло Александров, Георги Петров, Радослав Наков, Диана Николкова, Петя Георгиева, Надежда Иванова и Ненко Ненков

3. Доклад с вх. № Е-Дк-1501 от 23.05.2022 г. относно утвърждаване на цени в сектор "Електроенергетика", считано от 01.07.2022 г.

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

4. Доклад с вх. № Е-Дк-1502 от 23.05.2022 г. относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, считано от 01.07.2022 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Милен Трифонов, Юлиан Стоянов, Радостина Методиева, Радослав Райков и 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, храните и горите 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 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 ВИ

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 01.05.2022 г.¹ и Презентация от 24.02.2022 г.² (Fraunhofer Institute for Solar

¹<https://www.ise.fraunhofer.de/>

Energy Systems, pv-magazine.com³ и pvxchange.com⁴) и два доклада на IRENA⁵ (International Renewable Energy Agency) от 2021 г. и от 2022 г.

Данните от доклад на „Фраунхофер“ институт, pvxchange.com, pv-magazine.com и IRENA, предлагат обобщен анализ на 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 източници, се установява, че цените на слънчевите панели през последните години са претърпели значителни колебания, като инвестиционните разходи за 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, както и цените на основните суровини, които се използват, а именно – стомана, сребро, стъкло, полисилиции, алуминий и мед.

Видно от анализа представен в официалния доклад от 01.05.2022 г. и Презентация от 24.02.2022 г. на „Фраунхофер“ институт, по отношение на инвестиционните разходи и ревизирането им в двата мощностни диапазона, е посочен размер от 1 036 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 при средната нетна цена на фотоволтаичните модули за периода април 2021 г. - април 2022 г. при използване на модул „Crystalline silicon“ с инсталирана мощност 1 kWp е отчетен ръст от 17,64%, от 0,34 евро/Wp за месец април 2021 г. на 0,40 евро/Wp към месец април 2022 г..

Анализ е извършен и на данните от pv-magazine.com, от който е видно, че при средната нетна цена на фотоволтаичните модули за периода април 2021 г. – ноември 2021 г. при използване на модул „Crystalline silicon“ с инсталирана мощност 1 kWp е отчетен ръст от 9,09%, от 0,33 евро/Wp за месец април 2021 г. на 0,36 евро/Wp към месец ноември 2021 г..

Съгласно данни от доклади на IRENA от 2021 г. с отчетни данни за 2020 г. и прогноза за 2021 г., и от 2022 г. с отчетни данни за 2021 г. по отношение на инвестиционните разходи за малки жилищни фотоволтаични системи е посочен среден размер от 883 \$/kWp за 2020 г. (777 евро/kWp), който намалява с около 14% спрямо отчетените средни стойности за 2019 г., когато са в размер на 998 \$/kWp (888 евро/kWp), като при изчисляването им е взет предвид съответният среден курс долар/евро за 2019 г. и 2020 г.⁶.

Определянето на преференциалната цена на електрическата енергия, произвеждана от ВИ следва да отчита тенденцията на развитие на международните

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

3 <https://www.pv-magazine.com/2021/12/29/pv-module-price-index-the-price-spiral-winds-up>

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

5 <https://www.irena.org/>

6 изчисленията са извършени при среден курс на щатски долар към евро 0,89 и 0,88 USD/EUR - [/https://www.exchangerates.org.uk/USD-EUR-spot-exchange-rates-history-2019.html](https://www.exchangerates.org.uk/USD-EUR-spot-exchange-rates-history-2019.html) и [/https://www.exchangerates.org.uk/USD-EUR-spot-exchange-rates-history-2020.html](https://www.exchangerates.org.uk/USD-EUR-spot-exchange-rates-history-2020.html)

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 оферти⁷ 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. В тази връзка се установи, че средната цена за изграждане на такива инсталации в България е около 48 хил. лв., с ДДС, което се равнява на приблизително 1 615 лв./kWp, или около 826 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.

Извършеният анализ на капиталовите разходи при съпоставяне на данните от международните източници за 2021 г. и 2022 г., както и на данните от тези източници с данните в страната, се установява, че средните стойности на разходите за фотоволтаична енергия през последната година отчитат ръст на фотоволтаичните модули между 9,09% и 17,64%, но общият размер на инвестиционните разходи намалява.

За определяне на средногодишната производителност на ФТЕЦ са взети предвид предоставените данни от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР), с отчетна информация за предходни периоди на средногодишна 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 1 380 часа. В тази връзка, нетното специфично производство на електрическа енергия за една година е в размер на 1 380 kWh/kWp.

⁷<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://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://green-energy.bg/product/fotovoltaichna-elektrocenztrala-30-kw/>

<https://www.alo.bg/7855916#highlight=%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+30+kw>

<https://shop.chepakov.com/fotovoltaichni-solarni-resheniq-za-biznes>

<https://www.slavey.eu/2022/02/11/offer-february2022/>

<https://siko.bg/pv-solaredge-30kw-montaj-bezbateria>

Предвид изложеното, при използване на модул „Crystalline silicon” с инсталирана мощност 1 kWp, годишното производство средно за Р България възлиза на 1 394 kWh/kWp при оптимално ориентиране на фотоволтаичния модул към слънчевата радиация от 32°, което съответства на 1 380 kWh/kWp нетно специфично производство на електрическа енергия за една година.

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

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

1. Инвестиционни разходи

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

При определяне на стойността на инвестиционните разходи са взети предвид данните на капиталовите разходи за ФТЕЦ от източниците посочени по-горе, за изграждане на нови електроцентрали, използващи възобновяеми източници 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 новия ценови период са определени, като е приложен основен размер на инвестицията от 1 036 евро/kWp, с отразени увеличените стойности на цените на основните суровини през 2021 г., както и с отчитане на средни нетни пълни ефективни часове в размер на 1 380 часа на база информация от АУЕР.

В тази връзка, по отношение на изчисляването на инвестиционните разходи, следва да се има предвид, че по данни от източниците, посочени 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.

Предвид горното и при отчитане на значителните колебания през последните години по отношение на цените международните пазари 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 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. са, както следва:

- за групата ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 5 kWp в размер на 1 036 евро/kWp;

- за групата ФТЕЦ с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp в размер на 891 евро/kWp.

Същите отразяват, както международния опит, така и придобития и изграден в страната, като размерът на стойността на инвестицията от 1 036 евро/kWp е по-висок с 25% спрямо отчетените 826 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.

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 се прилагат 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-04-13-5 от 11.04.2022 г. е изискана информация от АУЕР за 2019 г., 2020 г. и 2021 г., относно отчетените средно-ефективни стойности на работа за страната в годишен аспект, количествата произведена електрическа енергия и инсталираните мощности, като са отчетени средните нетни пълни ефективни часове в Р България. С писмо с вх. № Е-04-13-5 от 12.05.2022 г. АУЕР е предоставила информация като е посочила средните нетни пълни ефективни часове след приспадане на собствените нужди.

В допълнение към горното и с оглед обстоятелството, че основно влияние върху производството на електрическа енергия от ФТЕЦ оказва природния ресурс, е извършен

допълнителен преглед и анализ на данни, които КЕВР събира служебно от АУЕР, като е отчетена и повишената ефективност, респективно производителност на фотоволтаичните панели. В тази връзка е обосновано от техническа гледна точка средните нетни пълни ефективни часове да са 1 380 часа.

Предвид горното, осреднено за Р България, средните нетни пълни ефективни часове са в размер на 1 380 часа, което се равнява на 1 380 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. Те 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. Ползен живот на активите и разходите за амортизации

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

В допълнение към горното и предвид разпоредбата на чл. 31, ал. 2, т. 1 от ЗЕВИ, договорите за изкупуване на електрическа енергия, сключени между крайните снабдителите и производителите, следва да бъдат в съответствие с чл. 31, ал. 3 от същия, като сроковете по ал. 2 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 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 14-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 снабдителите 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:

3. 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 – 2 026 лв./kWp;

4. 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 – 1 742 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 – 39,22 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 – 26,98 лв./MWh;

I. Полезен живот на активите – 14 години;

II. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;

III. Средно годишната продължителност на работа на централата е 1 380 часа, което се равнява на 1 380 kWh/kWp нетно специфично производство;

IV. 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.	201,35	100,00%
за експлоатационните разходи	36,88	18,32%
за разходи за амортизации	109,48	54,37%
за възвръщаемост	54,99	27,31%
<i>ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади</i>		
Цена, в т.ч.	168,24	100,00%
за експлоатационните разходи	26,84	15,95%
за разходи за амортизации	94,15	55,96%

за възвръщаемост	47,25	28,09%	
------------------	-------	--------	--

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 Решения № Ц-18 от 20.06.2011 г., № Ц-35 от 27.10.2011 г., № Ц-018 от 28.06.2012 г., № Ц-19 от 28.06.2013 г., № Ц-13 от 01.07.2014 г., № Ц-1 от 28.01.2015 г., № Ц-24 от 30.06.2015 г. и № Ц-36 от 09.11.2015 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 което се установи следното:

Във връзка с определянето на процента на изменение на разходите за горива за транспорта и на разходите за труд и работна заплата с писмо с изх. № Е-04-24-2 от 11.04.2022 г. е изискана информация от Националния статистически институт (НСИ), относно процента на тяхното изменение през 2021 г., спрямо предходната календарна година. Информацията е получена с писмо с вх. № Е-04-24-2 от 18.04.2022 г. с посочени процентите на изменение, както следва:

1. Процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата за 2021 г. спрямо предходната календарна година въз основа на данните за изменението на средната работна заплата за 2021 г. от 11,5% е в размер на 18 608 лв., спрямо 16 687 лв. за 2020 г.

2. Процентът на изменение на разходите за горива за транспорта за 2021 г. спрямо предходната година въз основа на средната пазарна цена е 121,25% т.е. средногодишната инфлация е 21,25%.

Във връзка с определянето на процента на изменение на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от биомаса с писмо с изх. № Е-03-13-1 от 11.04.2022 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. Информацията е получена с писмо с вх. № Е-03-13-1 от 03.05.2022 г., от което е видно, че средният индекс за изменението на средната цена на дървесината за технологична преработка и дървата за горене за периода 01.04.2021 г. - 31.03.2022 г. спрямо периода 01.04.2020 г. - 31.03.2021 г. е 106,1 на сто, т.е. 6,1%.

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%, в случаите на актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, когато производителите ползват за суровина - растителни и животински субстанции, индустриални отпадъци и/или растителни отпадъци, получени от собствено производство, както и в случаите, когато използваната суровина е от животински произход или от растителен произход, различен от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни 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:

1. 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 16,52%;

1.2. Разходи за горива на транспорта, са в размер на:

2. 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 – 11,84 лв./MWh, или 3,98%;

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

3. 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 – 124,83 лв./MWh, или 42,00%;

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

4. 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 – 15,50 лв./MWh, или 5,22%.

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 3,76%, получен при следната формула:

$$3,76\% = 39,35\% * 6,1\% + 3,73\% * 21,25\% + 4,89\% * 11,5\%.$$

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, преференциалната цена, по която обществения доставчик, съответно крайните снабдители следва да изкупуват електрическата енергия, произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци е както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство</i>		
Цена, в т.ч.	297,19	100,00%
за експлоатационните разходи	201,26	67,72%
за разходи за амортизации	54,33	18,28%
за възвръщаемост	41,60	14,00%

**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:

⇒ 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 13,93%;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 66,76 лв./MWh, или 14,45%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

- a. За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 66,00 лв./MWh, или 13,16%;
- b. За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 40,31 лв./MWh, или 8,73%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

- c. За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 26,28 лв./MWh, или 5,24%;
- d. За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 30,99 лв./MWh, или 6,71%.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

- e. За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 190,35 лв./MWh, или 37,97%;
- f. За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 224,49 лв./MWh, или 48,60%.

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 2,48%, получен при следната формула: $2,48\% = 24,15\% * 0,00\% + 4,94\% * 21,25\% + 12,42\% * 11,5\%$.

- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW е 2,32%, получен при следната формула: $2,32\% = 31,34\% * 0,00\% + 6,42\% * 21,25\% + 8,34\% * 11,5\%$.

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.	501,32	100,00%
за експлоатационните разходи	352,47	70,31%
за разходи за амортизации	84,12	16,78%
за възвръщаемост	64,73	12,91%
ЕЦ от 500 до 1500 kW		
Цена, в т.ч.	461,93	100,00%

за експлоатационните разходи	362,55	78,49%
за разходи за амортизации	56,08	12,14%
за възвръщаемост	43,30	9,37%

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 18,20%.

1.2. Разходи за работни заплати, в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 72,41 лв./MWh, или 17,58%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 13,79 лв./MWh, или 3,35%.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 90,95 лв./MWh, или 22,09%.

⇒ 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 2,54%, получен при следната формула: $2,54\% = 0,00\% * 0,00\% + 3,11 * 21,25\% + 16,35\% * 11,5\%$.

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 до 500 kW		
Цена, в т.ч.	411,79	100,00%
за експлоатационните разходи	252,08	61,22%
за разходи за амортизации	90,25	21,91%
за възвръщаемост	69,46	16,87%

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 28,73%.
- 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 – 16,07 лв./MWh, или 4,59%.
- 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 – 6,77 лв./MWh, или 1,93%.
- 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 – 49,73 лв./MWh, или 14,19%.

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 централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 1,39%, получен при следната формула:

$$1,39\% = 8,81\% * 6,1\% + 1,75\% * 21,25\% + 4,17\% * 11,5\%.$$

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.	350,43	100,00%
за експлоатационните разходи	173,27	49,44%
за разходи за амортизации	100,34	28,64%
за възвръщаемост	76,82	21,92%

**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 20,24%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 15,14 лв./MWh, или 3,88%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 7,39 лв./MWh, или 1,89%.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 164,93 лв./MWh, или 42,28%.

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 0,81%, получен при следната формула: $0,81\% = 15,84\% * 0,00\% + 1,82\% * 21,25\% + 3,72\% * 11,5\%$.

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.	390,11	100,00%
за експлоатационните разходи	266,40	68,29%
за разходи за амортизации	67,60	17,33%
за възвръщаемост	56,11	14,38%

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 20,47%.

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 – 40,30 лв./MWh, или 8,85%.

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 – 7,30 лв./MWh, или 1,60%.

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 – 163,02 лв./MWh, или 35,82%.

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 1,33%, получен при следната формула: $1,33\% = 13,65\% * 0,00\% + 1,56\% * 21,25\% + 8,63\% * 11,5\%$.

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.	455,16	100,00%
за експлоатационните разходи	303,80	66,75%
за разходи за амортизации	82,62	18,15%
за възвръщаемост	68,74	15,10%

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 27,41%.

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 – 49,46 лв./MWh, или 14,05%.

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 – 6,73 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 – 15,99 лв./MWh, или 4,54%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през

предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 1,42%, получен при следната формула:

$$1,42\% = 8,98\% * 6,1\% + 1,79\% * 21,25\% + 4,24\% * 11,5\%.$$

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.	352,10	100,00%
за експлоатационните разходи	168,70	47,91%
за разходи за амортизации	100,35	28,50%
за възвръщаемост	83,05	23,59%

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИТЕ ЦЕНИ НА
ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА,
ОПРЕДЕЛЕНИ С РЕШЕНИЕ № Ц-19 ОТ 28.06.2013 г.**

1. 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 21,22%;

– 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 15,86%;

– 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 29,65%.

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 – 7,12 лв./MWh, или 3,43%;

– 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 – 11,73 лв./MWh, или 3,95%;

– 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 – 6,27 лв./MWh, или 4,53%.

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 – 45,47 лв./MWh, или 21,93%;

– 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 – 123,74 лв./MWh, или 41,62%.

– 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 – 18,06 лв./MWh, или 8,71%;

– 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 – 15,37 лв./MWh, или 5,17%;

– 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 – 4,73 лв./MWh, или 3,42%.

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 2,97%, получен при следната формула:

$$2,97\% = 21,25\% * 6,1\% + 3,33\% * 21,25\% + 8,44\% * 11,5\%.$$

– 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 3,87%, получен при следната формула:

$$3,87\% = 40,53\% * 6,1\% + 3,84\% * 21,25\% + 5,03\% * 11,5\%.$$

○ 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 1,28%, получен при следната формула:

$$1,28\% = 0,00\% * 6,1\% + 4,26\% * 21,25\% + 3,22\% * 11,5\%.$$

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.	207,37	100,00%
за експлоатационните разходи	114,65	55,29%
за разходи за амортизации	50,71	24,45%
за възвръщаемост	42,01	20,26%
ЕЦ до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	297,30	100,00%
за експлоатационните разходи	197,99	66,60%

за разходи за амортизации	54,33	18,27%
за възвръщаемост	44,98	15,13%
ЕЦ над 5 MW		
Цена, в т.ч.	138,35	100,00%
за експлоатационните разходи	52,02	37,60%
за разходи за амортизации	47,27	34,17%
за възвръщаемост	39,06	28,23%

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 20,17%.

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 – 7,39 лв./MWh, или 1,60%.

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 – 165,02 лв./MWh, или 35,71%.

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 – 45,07 лв./MWh, или 9,75%.

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 1,43%, получен при следната формула: **$1,43\% = 13,64\% * 0,00\% + 1,56\% * 21,25\% + 9,53\% * 11,5\%$** .

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 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия		
Цена, в т.ч.	462,06	100,00%
за експлоатационните разходи	310,66	67,23%
за разходи за амортизации	82,62	17,88%
за възвръщаемост	68,78	14,89%

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 14,65%.

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 – 6,19 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 – 138,27 лв./MWh, или 29,70%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 66,00 лв./MWh, или 14,18%.

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:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия е 1,86%, получен при следната формула:
 $1,86\% = 11,31\% * 0,00\% + 1,30\% * 21,25\% + 13,82\% * 11,5\%$.

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.	465,53	100,00%
за експлоатационните разходи	278,67	59,86%
за разходи за амортизации	102,15	21,94%
за възвръщаемост	84,71	18,20%

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 24,66%.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 88,58 лв./MWh, или 22,63%.

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 – 6,79 лв./MWh, или 1,73%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 16,11 лв./MWh, или 4,12%.

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 1,90%, получен при следната формула:

$$1,90\% = 17,86\% * 6,1\% + 1,66\% * 21,25\% + 3,95\% * 11,5\%.$$

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.	391,40	100,00%
за експлоатационните разходи	208,00	53,14%
за разходи за амортизации	100,35	25,64%
за възвръщаемост	83,05	21,22%

**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 31,10%.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 42,39 лв./MWh, или 11,75%.

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 – 6,64 лв./MWh, или 1,84%.

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 – 16,03 лв./MWh, или 4,44%.

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 1,54%, получен при следната формула:

$$1,54\% = 11,16\% * 6,1\% + 1,75\% * 21,25\% + 4,22\% * 11,5\%.$$

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.	360,81	100,00%
за експлоатационните разходи	177,28	49,13%
за разходи за амортизации	100,34	27,81%
за възвръщаемост	83,19	23,06%

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 29,84%.

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 – 6,28 лв./MWh, или 4,20%.

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 – 4,74 лв./MWh, или 3,17%.

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 1,21%, получен при следната формула:

$$1,21\% = 0,00\% * 6,1\% + 4,04\% * 21,25\% + 3,05\% * 11,5\%.$$

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.	149,57	100,00%
за експлоатационните разходи	55,64	37,20%
за разходи за амортизации	51,43	34,39%
за възвръщаемост	42,50	28,41%

**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 18,38%;

– 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 13,36%;

– 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 29,85%.

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 – 9,65 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 (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 11,71 лв./MWh, или 3,86%;

– 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 – 6,25 лв./MWh, или 4,18%.

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 – 61,65 лв./MWh, или 25,95%;

– 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 – 123,52 лв./MWh, или 40,75%;

– 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 – 17,86 лв./MWh, или 7,52%;

– 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 – 15,34 лв./MWh, или 5,06%;

– 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 – 4,72 лв./MWh, или 3,16%.

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 3,22%, получен при следната формула:

$$3,22\% = 25,22\% * 6,1\% + 3,95\% * 21,25\% + 7,31\% * 11,5\%.$$

– 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 3,81%, получен при следната формула:

$$3,81\% = 39,90\% * 6,1\% + 3,78\% * 21,25\% + 4,96\% * 11,5\%.$$

– 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 1,20%, получен при следната формула: $1,20\% = 0,00\% * 6,1\% + 4,02\% * 21,25\% + 3,04\% * 11,5\%.$

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.	237,55	100,00%
за експлоатационните разходи	132,83	55,92%
за разходи за амортизации	50,71	21,34%
за възвръщаемост	54,01	22,74%
<i>ЕЦ до 5 MW, с комбиниран цикъл</i>		
Цена, в т.ч.	303,15	100,00%
за експлоатационните разходи	191,06	63,03%
за разходи за амортизации	54,33	17,92%
за възвръщаемост	57,76	19,05%
<i>ЕЦ над 5 MW</i>		
Цена, в т.ч.	149,53	100,00%
за експлоатационните разходи	55,61	37,19%
за разходи за амортизации	51,43	34,39%
за възвръщаемост	42,49	28,42%

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 25,11%.

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 – 7,37 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 – 165,70 лв./MWh, или 37,63%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 40,66 лв./MWh, или 9,23%.

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 1,41%, получен при следната формула: $1,41\% = 14,78\% * 0,00\% + 1,66\% * 21,25\% + 9,18\% * 11,5\%$.

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.	440,34	100,00%
за експлоатационните разходи	324,31	73,65%
за разходи за амортизации	55,73	12,66%
за възвръщаемост	60,30	13,69%

**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 30,81%.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 42,13 лв./MWh, или 10,71%.

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 – 6,59 лв./MWh, или 1,68%.

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 – 15,93 лв./MWh, или 4,05%.

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 1,43%, получен при следната формула:

$$1,43\% = 10,36\% * 6,1\% + 1,62\% * 21,25\% + 3,92\% * 11,5\%.$$

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.	393,22	100,00%
за експлоатационните разходи	185,81	47,25%
за разходи за амортизации	100,35	25,52%
за възвръщаемост	107,06	27,23%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-36 ОТ 09.11.2015 г., В ЧАСТТА ПО Т. 2

I. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на електрическа енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони – Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 2:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 60,77 лв./MWh, или 17,11%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 40,20 лв./MWh, или 11,32%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 23,85 лв./MWh, или 6,71%.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 144,00 лв./MWh, или 40,53%.

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 над 500 kW до 1,5 MW е 2,58%, получен при следната формула: $2,58\% = 22,11\% * 0,00\% + 6,35\% * 21,25\% + 10,70\% * 11,5\%$.

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.	355,24	100,00%
за експлоатационните разходи	268,82	75,67%
за разходи за амортизации	50,00	14,07%
за възвръщаемост	36,42	10,26%

II. ПРОГНОЗНА ПАЗАРНА ЦЕНА ЗА ПЕРИОДА 01.07.2022 г. – 30.06.2023 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 високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия.

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

За гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на

равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена в горните случаи. Съгласно чл. 37а от 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 на платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период, но са проведени 19 търга относими частично към периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

<i>Дата</i>	<i>Инициатор</i>	<i>Продукт</i>	<i>Период</i>	<i>Цена лв./MWh</i>
18.05.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	453,08
10.05.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	440,40
13.04.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	427,50

Видно от горната таблица средната постигната цена за второто полугодие на 2022 г. или първата половина от регулаторния период е в размер на 440,33 лв./MWh, като за последните 2 месеца бележи ръст от 6%.

<i>Дата</i>	<i>Инициатор</i>	<i>Продукт</i>	<i>Период</i>	<i>Цена лв./MWh</i>
18.05.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	441,69
10.05.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	438,02
13.04.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	440,21
01.04.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	468,39
25.03.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	432,01
22.03.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	414,39
17.03.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	442,79
10.03.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	545,05
09.03.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	590,00

Видно от горната таблица средната постигната цена за третото тримесечие на 2022 г. е в размер на 468,03 лв./MWh, като след първоначалния ръст през началото м. март пазарът се успокоява трайно на нива около 440,00 лв./MWh.

<i>Дата</i>	<i>Инициатор</i>	<i>Продукт</i>	<i>Период</i>	<i>Цена лв./MWh</i>
18.05.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	469,18
10.05.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	450,79
13.04.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	441,30
01.04.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	463,53
25.03.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	429,79
22.03.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	412,94
11.03.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	456,20

Видно от горната таблица средната постигната цена за четвъртото тримесечие на 2022 г. е в размер на 446,25 лв./MWh, като отново се наблюдава ръст през началото м. март, след което пазарът се успокоява трайно на нива около 450,00 лв./MWh.

Динамиката на постигнатите на търговете на БНЕБ ЕАД цени пряко корелира с фючърсите за региона (румънската и унгарската борси), като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс варира между 15,00 €/MWh и 21,00 €/MWh. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и 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“.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на EEX⁸ (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 фючърсните сделки на HUDEX⁹.

В следващата таблица е представено сравнение на цените на фючърсите за H2 2022.

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -OPCOM	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q3 2022	456,37	482,29	494,02	495,98
Q4 2022	521,05	538,66	550,39	551,47
H2 2022	488,71	510,47	522,21	523,72

Горните данни показват, че стандартната девиация между българския и румънския пазар е около 22,00 лв./MWh, докато с унгарския – около 33,50 лв./MWh. Ако се анализират данните по месеци и/или тримесечия девиацията български-унгарски пазар варира от 30,00 лв./MWh до 40,00 лв./MWh, в зависимост от търгуваните обеми и цените на капацитетите в региона. Към настоящия момент не са налични данни на EEX относно Q1 2023 и Q2 2023, съответно за H1 2023 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 2023	533,79	567,29	569,52
Q2 2023	362,44	395,94	389,66
H1 2023	448,12	481,61	479,59

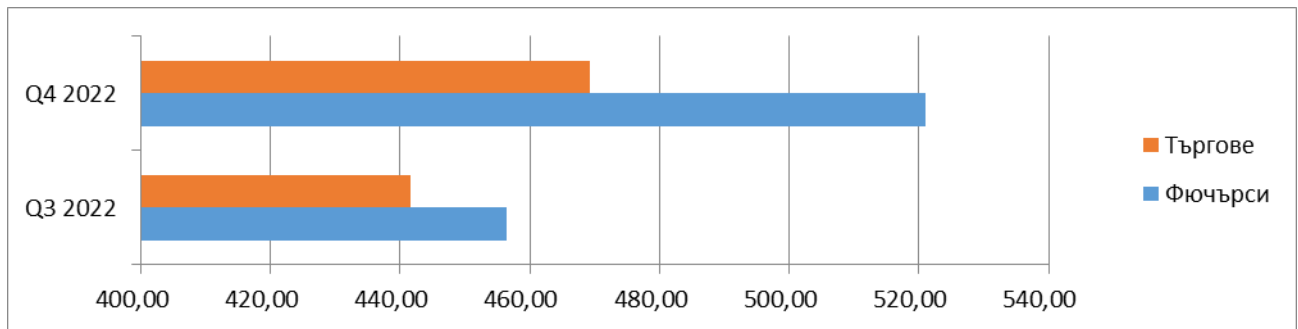
От горните данни може да се направи извод, че относимите стойности към българския пазар са за H2 2022 – 488,71 лв./MWh и за H1 2023 – 448,12 лв./MWh или средно за регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. в размер на 468,42 лв./MWh.

Основният движещ фактор за покачването на цените на европейските, съответно регионалните борси, освен покачването на цените на въглеродните емисии, е рекордно високата цена 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. Оценките на анализаторите са противоречиви, като някои от тях определят този ръст като временно явление, докато други са на мнение, че покачването ще е трайно и ще придобие системен характер.

⁸ <http://www.eex.com>

⁹ <https://hudex.hu>

Ако сравним обаче постигнатите нива на търговете организирани на платформите на БНЕБ ЕАД и референтната фючърсна стойност за съответния период се забелязва допълнително отклонение.



Подобна асиметричност в двете посоки се получава, когато развитието на една пазарна зона се отклонява от преобладаващия цикъл в околните пазари и обикновено се дължи на спекулативен приток на капитали, инфлационни процеси, нормативни и регулаторни намеси и др. В конкретния случай, най-вероятната причина е наложеното ограничение на търговете максималното оферирано количество да не превишава 5 MW, чиято цел е предотвратяване на помпването на спекулативни балони. При прогнозирането на цената за следващия регулаторен период тази асиметричност също би следвало да се отчете, като допълнително отклонение в размер на около 8%, съответстващо на наблюдаваната асиметричност. В тази връзка след прилагане на гореописаната корекция прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. следва да е в размер на 430,94 лв./MWh.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. е определена в размер на 430,94 лв./MWh.

Съгласно чл. 376, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара ден напред за предходната календарна година от 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 01.01.2021 г. – 31.12.2021 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдители, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка на основание чл. 376, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2021 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 2021 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за

2021 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна средногодишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент, съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от горната симулация са, както следва:

- Независим преносен оператор:

Извършена е симулация на участието на ЕСО ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	207,73 лв./MWh
3	Групов коефициент Kt (p.2/p.1)	0,97711
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	421,08 лв./MWh

- Оператори на електроразпределителни мрежи:

Извършена е симулация на участието на „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД, с предишно наименование „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „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	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	220,40 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (p.2/p.1)	1,03675
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	446,78 лв./MWh

- 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 – Габрово“ ЕАД, „Топлофикация – ВТ“ АД и „Топлофикация – Враца“ ЕАД, „Топлофикация – Разград“ АД, „Брикел“ ЕАД, „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	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	210,87 лв./MWh
3	Групов коефициент Kc (p.2/p.1)	0,99192
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	427,46 лв./MWh

- Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия:

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджекте“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Енери Солар БГ 1“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово), „РЕС Технолджи“ АД (ФЕЦ Златарица), „Дъбово Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Дъбово), „Компания за енергетика и развитие“ ООД (ФЕЦ Добрич), „Екоенерджи Солар“ ЕООД (ФЕЦ Екоенерджи Солар),

„Е.В.Т. – Електра Волт Трейд“ АД (ФЕЦ Е.В.Т. – Електра Волт Трейд), „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД (ФЕЦ PV-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) и „Екосолар“ ЕООД (ФЕЦ Екосолар) 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	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	195,19 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	0,91816
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	395,67 лв./MWh

- 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	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	217,17 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	1,02152
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	440,21 лв./MWh

- 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	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	188,07 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	0,88464
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	381,23 лв./MWh

- 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	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	191,61 лв./MWh
3	Групов коефициент Kb (p.2/p.1)	0,90131
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	388,41 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 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. е определена в размер, както следва:

1. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 395,67 лв./MWh;
2. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 440,21 лв./MWh;
3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 381,23 лв./MWh;
4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 388,41 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 01.07.2022 г. – 30.06.2023 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	-168,14
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	-202,55
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	-210,05
1.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	253,48	-127,75
1.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,48	-268,75
1.6.	ВтЕЦ работещи до 2250 часа	188,29	-251,92
1.7.	ВтЕЦ работещи над 2250 часа	172,95	-267,26
1.8.	ВтЕЦ работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	148,58	-291,63
1.9.	ЕЦ с фотоволтаични модули над 5 kWp	699,11	303,44
1.10.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW	252,73	-135,68
1.11.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW, с комбиниран цикъл	288,04	-100,37
1.12.	ЕЦ работещи с отпадъци от земеделски култури до 5 MW	167,53	-220,88
1.13.	ЕЦ работеща с енергийни култури до 5MW	186,49	-201,92
1.14.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	398,00	9,59
1.15.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	302,73	-85,68

1.16.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	255,98	-132,43
1.17.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	246,05	-142,36
1.18.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	136,85	-251,56
1.19.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	120,60	-267,81
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	-169,81
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	-158,40
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	-194,36
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	-202,19
2.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	265,05	-116,18
2.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,10	-269,13
2.6.	Вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа	191,00	-249,21
2.7.	Вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа	173,06	-267,15
2.8.	Вятърни електрически централи работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	137,06	-303,15
2.9.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади	583,77	188,10
2.10.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp	485,60	89,93
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	237,55	-150,86
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	303,15	-85,26

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	149,53	-238,88
2.14.	Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW	207,67	-180,74
2.15.	Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW	196,85	-191,56
2.16.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	440,34	51,93
2.17.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	358,08	-30,33
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	-19,07
2.19.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	253,03	-135,38
2.20.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	243,86	-144,55
2.21.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	132,05	-256,36
2.22.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	119,27	-269,14
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	9,54
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	393,22	4,81
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	-0,37
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	37,54
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	-187,88

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	-218,54
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	-225,22
4.4.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,33	-151,90
4.5.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	-283,08
4.6.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	104,43	-335,78
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	-79,56
4.8.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	237,05	-158,62
4.9.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	236,26	-159,41
4.10.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	234,09	-154,32
4.11.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	226,14	-162,27
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	-268,26
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	-278,58
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	-111,87
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	-92,69
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	149,57	-238,84
4.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури	197,32	-191,09
4.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури	187,55	-200,86
4.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	479,49	91,08

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	71,78
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	21,68
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	85,15
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	-16,61
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	360,81	-27,60
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	-26,54
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	6,14
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	-189,33
5.2.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	171,37	-224,30
5.3.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	169,85	-225,82
6.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР		
6.1.	Нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	193,38	-187,85
6.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	242,30	-138,93
6.3.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	162,71	-218,52

6.4.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подзавирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	156,04	-225,19
6.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,35	-151,88
6.6.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	-283,08
6.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	151,39	-288,82
6.8.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	105,16	-335,05
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	-199,09
6.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	176,29	-219,38
6.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	160,20	-235,47
6.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	-174,51
6.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	-182,09
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	-283,26
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	-299,25
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	207,37	-181,04
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	297,30	-91,11
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	138,35	-250,06
6.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	-211,45
6.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	-223,93

6.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	465,53	77,12
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	45,72
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	-0,88
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	462,06	73,65
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	-39,09
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	391,40	2,99
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	-50,97
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	-14,65
7.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР		
7.1.	Нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	189,31	-191,92
7.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	236,92	-144,31
7.3.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	159,14	-222,09
7.4.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	152,36	-228,87
7.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	224,37	-156,86
7.6.	Микро ВЕЦ с помпи	93,69	-287,54
7.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	116,98	-323,23

7.8.	ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW	95,55	-344,66
7.9.	ВтЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	83,16	-357,05
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	-250,99
7.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	134,03	-261,64
7.12.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	131,36	-264,31
7.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	-174,51
7.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	-182,09
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	-283,26
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	-299,25
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	-137,59
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	-109,93
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	-165,61
7.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	-211,45
7.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	-223,93
7.22.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	453,12	64,71
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	45,72
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	390,11	1,70

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	455,16	66,75
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	-38,19
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	352,10	-36,31
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	-50,07
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	-13,75
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	1,19
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	-208,87
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	70,01
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	-77,72
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	350,43	-37,98
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	-91,52

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	-53,69
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.	501,32	112,91
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.	461,93	73,52
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.	411,79	23,38
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	-11,63
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.	355,24	-33,17
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	-39,35

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	297,19	-91,22
12.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, в частта по т. 2		
12.1.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи над 2 250 часа	132,71	-307,50
13.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-35 от 13.08.2020 г. на КЕВР		
13.1.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи до 2 250 часа	148,71	-291,50
14.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-12 от 26.03.2021 г. на КЕВР		
14.1.	За обособената група руслови, подязовирни, деривационни, с горен или долен изравнител водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW.	112,48	-268,75
15.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-18 от 18.06.2021 г. на КЕВР		
15.1.	Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW	122,50	-317,71

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 05.2022 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
16.1.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																					
	222,83		216,55	-164,68	203,98	-177,25	191,41	-189,82	178,84	-202,39	166,27	-214,96	153,71	-227,52	141,14	-240,09	128,57	-252,66	116,00	-265,23	103,43	-277,8
16.2.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																					
	186,87		181,71	-199,52	171,39	-209,84	161,08	-220,15	150,76	-230,47	140,44	-240,79	130,12	-251,11	119,80	-261,43	109,49	-271,74	99,17	-282,06	88,85	-292,38
16.3.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																					
	179,04		174,13	-207,10	164,30	-216,93	154,47	-226,76	144,64	-236,59	134,81	-246,42	124,98	-256,25	115,15	-266,08	105,32	-275,91	95,49	-285,74	85,66	-295,57
16.4.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW																					
	265,05		257,45	-123,78	242,24	-138,99	227,03	-154,20	211,82	-169,41	196,61	-184,62	181,40	-199,83	166,19	-215,04	150,98	-230,25	135,77	-245,46	120,56	-260,67
16.5.	Микро ВЕЦ с помпи																					
	112,10		109,12	-272,11	103,15	-278,08	97,19	-284,04	91,22	-290,01	85,26	-295,97	79,29	-301,94	73,33	-307,90	67,36	-313,87	61,40	-319,83	55,43	-325,80
16.6.	Вятърни електрически централи до 2 250 часа																					
	191,00		187,18	-253,03	179,54	-260,67	171,91	-268,30	164,27	-275,94	156,63	-283,58	148,99	-291,22	141,35	-298,86	133,72	-306,49	126,08	-314,13	118,44	-321,77
16.7.	Вятърни електрически централи над 2 250 часа																					
	173,06		169,65	-270,56	162,84	-277,37	156,03	-284,18	149,22	-290,99	142,41	-297,80	135,60	-304,61	128,79	-311,42	121,98	-318,23	115,17	-325,04	108,36	-331,85
16.8.	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																					
	137,06		134,99	-305,22	130,86	-309,35	126,73	-313,48	122,60	-317,61	118,47	-321,74	114,34	-325,87	110,21	-330,00	106,08	-334,13	101,95	-338,26	97,82	-342,39
16.9.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади																					
	583,77		569,27	173,60	540,27	144,60	511,28	115,61	482,28	86,61	453,28	57,61	424,29	28,62	395,29	-0,38	366,29	-29,38	337,30	- 58,37	308,30	-87,37
16.10.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp																					
	485,60		473,67	78,00	449,82	54,15	425,97	30,30	402,11	6,44	378,26	-17,41	354,41	-41,26	330,56	-65,11	306,70	-88,97	282,85	-112,82	259,00	-136,67
16.11.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																					
	255,51	237,55	223,11	-165,30	208,72	-179,69	194,40	-194,01	180,17	-208,24	166,06	-222,35	152,11	-236,30	138,37	-250,04	124,93	-263,48	111,92	-276,49	105,64	-282,77
16.12.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																					
	282,15	303,15	288,43	-99,98	273,77	-114,64	259,19	-129,22	244,70	-143,71	230,32	-158,09	216,08	-172,33	202,01	-186,40	188,16	-200,25	174,59	-213,82	167,94	-220,47

[TLP-GREEN]

Ниво 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 05.2022 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.	ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																					
	227,20	149,53	135,69	-252,72	121,85	-266,56	108,02	-280,39	94,19	-294,22	80,36	-308,05	66,55	-321,86	52,76	-335,65	39,02	-349,39	25,41	-363,00	18,76	-369,65
16.14.	ЕЦ с инсталирана мощност над 150 kW до 1 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																					
	405,61	440,34	418,30	29,89	396,32	7,91	374,42	-13,99	352,63	-35,78	330,96	-57,45	309,44	-78,97	288,10	-100,31	267,01	-121,40	246,23	-142,18	235,99	-152,42
16.15.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																					
	253,03		249,34	-139,07	241,96	-146,45	234,58	-153,83	227,20	-161,21	219,82	-168,59	212,43	-175,98	205,05	-183,36	197,67	-190,74	190,29	-198,12	182,91	-205,50
16.16.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																					
	243,86		240,40	-148,01	233,50	-154,91	226,60	-161,81	219,69	-168,72	212,79	-175,62	205,89	-182,52	198,99	-189,42	192,08	-196,33	185,18	-203,23	178,28	-210,13
16.17.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци																					
	132,05		129,73	-258,68	125,10	-263,31	120,47	-267,94	115,84	-272,57	111,21	-277,20	106,57	-281,84	101,94	-286,47	97,31	-291,10	92,68	-295,73	88,05	-300,36
16.18.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци																					
	119,27		117,45	-270,96	113,81	-274,60	110,17	-278,24	106,53	-281,88	102,89	-285,52	99,24	-289,17	95,60	-292,81	91,96	-296,45	88,32	-300,09	84,68	-303,73
16.19.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци																					
	429,42	393,22	360,54	-27,87	327,89	-60,52	295,28	-93,13	262,74	-125,67	230,29	-158,12	197,98	-190,43	165,90	-222,51	134,23	-254,18	103,44	-284,97	88,71	-299,70

Таблица № 2:

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията															
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
16.1.	Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW																	
	195,03	207,67	204,63	-183,78	201,59	-186,82	198,55	-189,86	195,51	-192,90	192,47	-195,94	189,42	-198,99	186,38	-202,03	183,34	-205,07
16.2.	Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW																	
	185,99	196,85	193,82	-194,59	190,79	-197,62	187,76	-200,65	184,73	-203,68	181,71	-206,70	178,68	-209,73	175,65	-212,76	172,62	-215,79
16.3.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	335,19	358,08	352,30	-36,11	346,51	-41,90	340,73	-47,68	334,94	-53,47	329,16	-59,25	323,37	-65,04	317,59	-70,82	311,80	-76,61
16.4.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия																	
	348,61	369,34	362,85	-25,56	356,37	-32,04	349,88	-38,53	343,39	-45,02	336,91	-51,50	330,42	-57,99	323,93	-64,48	317,44	-70,97
16.5.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, без комбиниран цикъл																	
	390,76	397,95	387,47	-0,94	376,99	-11,42	366,51	-21,90	356,03	-32,38	345,56	-42,85	335,08	-53,33	324,60	-63,81	314,12	-74,29
16.6.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, без комбиниран цикъл																	
	380,45	388,04	377,73	-10,68	367,43	-20,98	357,12	-31,29	346,82	-41,59	336,51	-51,90	326,20	-62,21	315,90	-72,51	305,59	-82,82
16.7.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, с комбиниран цикъл																	
	419,11	425,95	413,62	25,21	401,29	12,88	388,96	0,55	376,63	-11,78	364,30	-24,11	351,96	-36,45	339,63	-48,78	327,30	-61,11

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 05.2022 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
17.1.	Нисконапорни деривационни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен над 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																			
	193,35		188,55	-192,68	178,94	-202,29	169,34	-211,89	159,73	-221,5	150,12	-231,11	140,52	-240,71	130,91	-250,32	121,31	-259,92	111,70	-269,53

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
17.1.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																	
	267,07	276,54	272,23	-116,18	267,93	-120,48	263,62	-124,79	259,31	-129,10	255,01	-133,40	250,70	-137,71	246,39	-142,02	242,08	-146,33
17.2.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл																	
	287,30	295,72	290,38	-98,03	285,04	-103,37	279,70	-108,71	274,36	-114,05	269,02	-119,39	263,67	-124,74	258,33	-130,08	252,99	-135,42
17.3.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури																	
	192,29	197,32	195,06	-193,35	192,79	-195,62	190,53	-197,88	188,27	-200,14	186,01	-202,40	183,74	-204,67	181,48	-206,93	179,22	-209,19
17.4.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури																	
	182,86	187,55	185,30	-203,11	183,04	-205,37	180,79	-207,62	178,53	-209,88	176,28	-212,13	174,03	-214,38	171,77	-216,64	169,52	-218,89
17.5.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	472,63	479,49	472,21	83,80	464,92	76,51	457,64	69,23	450,36	61,95	443,08	54,67	435,79	47,38	428,51	40,10	421,23	32,82
17.6.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	452,14	460,19	453,77	65,36	447,34	58,93	440,92	52,51	434,49	46,08	428,07	39,66	421,65	33,24	415,22	26,81	408,80	20,39
17.7.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	402,66	410,09	404,52	16,11	398,95	10,54	393,38	4,97	387,81	-0,60	382,25	-6,16	376,68	-11,73	371,11	-17,30	365,54	-22,87
17.8.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия																	
	465,79	473,56	466,52	78,11	459,48	71,07	452,45	64,04	445,41	57,00	438,37	49,96	431,33	42,92	424,29	35,88	417,26	28,85
17.9.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл																	
	367,88	371,80	364,01	-24,40	356,21	-32,20	348,42	-39,99	340,63	-47,78	332,84	-55,57	325,04	-63,37	317,25	-71,16	309,46	-78,95
17.10.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл																	
	357,98	361,87	354,21	-34,20	346,54	-41,87	338,88	-49,53	331,21	-57,20	323,55	-64,86	315,89	-72,52	308,22	-80,19	300,56	-87,85
17.11.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл																	
	391,06	394,55	385,38	-3,03	376,21	-12,20	367,05	-21,36	357,88	-30,53	348,71	-39,70	339,54	-48,87	330,37	-58,04	321,21	-67,20

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.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади																		
	206,34	202,40	-193,27	194,51	-201,16	186,61	-209,06	178,72	-216,95	170,83	-224,84	162,93	-232,74	155,04	-240,63	147,15	-248,52	139,25	-256,42
18.2.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp																		
	171,37	168,21	-227,46	161,89	-233,78	155,57	-240,10	149,25	-246,42	142,93	-252,74	136,61	-259,06	130,29	-265,38	123,97	-271,70	117,65	-278,02
18.3.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp																		
	169,85	166,73	-228,94	160,48	-235,19	154,22	-241,45	147,97	-247,70	141,72	-253,95	135,47	-260,20	129,22	-266,45	122,96	-272,71	116,71	-278,96

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 05.2022 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																
			процент на безвъзмездното финансиране																
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%		
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
19.1.	Нисконапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																		
	193,38		183,77	-197,46	174,17	-207,06	164,56	-216,67	154,96	-226,27	145,35	-235,88	135,74	-245,49	126,14	-255,09	116,53	-264,70	
19.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦс годишен изравнител с нетен пад до 15 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																		
	242,30		230,21	-151,02	218,11	-163,12	206,02	-175,21	193,92	-187,31	181,83	-199,40	169,73	-211,50	157,64	-223,59	145,54	-235,69	
19.3.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра ис инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																		
	162,71		154,82	-226,41	146,94	-234,29	139,05	-242,18	131,17	-250,06	123,28	-257,95	115,39	-265,84	107,51	-273,72	99,62	-281,61	
19.4.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																		
	156,04		148,53	-232,70	141,02	-240,21	133,50	-247,73	125,99	-255,24	118,48	-262,75	110,97	-270,26	103,46	-277,77	95,94	-285,29	

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2022 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
19.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW																	
	229,35		217,73	-163,50	206,10	-175,13	194,48	-186,75	182,85	-198,38	171,23	-210,00	159,61	-221,62	147,98	-233,25	136,36	-244,87
19.6.	Микро ВЕЦ с помпи																	
	98,15		93,60	-287,63	89,06	-292,17	84,51	-296,72	79,97	-301,26	75,42	-305,81	70,87	-310,36	66,33	-314,90	61,78	-319,45
19.7.	Вятърни електрически централи с инсталирана мощност до 1 000 kW																	
	151,39		146,91	-293,30	142,42	-297,79	137,94	-302,27	133,45	-306,76	128,97	-311,24	124,48	-315,73	120,00	-320,21	115,51	-324,70
19.8.	Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 000 kW																	
	122,50		118,83	-321,38	115,16	-325,05	111,49	-328,72	107,82	-332,39	104,16	-336,05	100,49	-339,72	96,82	-343,39	93,15	-347,06
19.9.	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																	
	105,16		102,74	-337,47	100,32	-339,89	97,90	-342,31	95,48	-344,73	93,06	-347,15	90,63	-349,58	88,21	-352,00	85,79	-354,42
19.10.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади																	
	196,58		188,63	-207,04	180,68	-214,99	172,72	-222,95	164,77	-230,90	156,82	-238,85	148,87	-246,80	140,92	-254,75	132,96	-262,71
19.11.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp																	
	176,29		169,18	-226,49	162,06	-233,61	154,95	-240,72	147,84	-247,83	140,73	-254,94	133,61	-262,06	126,50	-269,17	119,39	-276,28
19.12.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp																	
	160,20		153,84	-241,83	147,47	-248,20	141,11	-254,56	134,74	-260,93	128,38	-267,29	122,02	-273,65	115,65	-280,02	109,29	-286,38
19.13.	ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																	
	206,32		201,44	-186,97	196,57	-191,84	191,69	-196,72	186,82	-201,59	181,94	-206,47	177,06	-211,35	172,19	-216,22	167,31	-221,10
19.14.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																	
	249,66	207,37	194,08	-194,33	180,85	-207,56	167,70	-220,71	154,65	-233,76	141,73	-246,68	128,99	-259,42	116,49	-271,92	104,35	-284,06
19.15.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса,получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																	
	277,39	297,30	283,19	-105,22	269,14	-119,27	255,17	-133,24	241,28	-147,13	227,50	-160,91	213,85	-174,56	200,36	-188,05	187,07	-201,34

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2022 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
19.16.	ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																	
	221,71	138,35	125,63	-262,78	112,91	-275,50	100,21	-288,20	87,50	-300,91	74,81	-313,60	62,13	-326,28	49,48	-338,93	36,88	-351,53
19.17.	ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса отрастителни и животински субстанции																	
	447,43	462,06	438,28	49,87	414,57	26,16	390,96	2,55	367,46	-20,95	344,11	-44,30	320,93	-67,48	297,97	-90,44	275,30	-113,11
19.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	453,12	465,53	440,87	52,46	416,31	27,90	391,88	3,47	367,60	-20,81	343,51	-44,90	319,66	-68,75	296,11	-92,30	272,97	-115,44
19.19.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена отпрочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																	
	387,04	391,40	363,76	-24,65	336,17	-52,24	308,66	-79,75	281,24	-107,17	253,96	-134,45	226,87	-161,54	200,06	-188,35	173,66	-214,75
19.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури																	
	176,96		174,33	-214,08	171,70	-216,71	169,07	-219,34	166,44	-221,97	163,81	-224,60	161,18	-227,23	158,55	-229,86	155,92	-232,49
19.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури																	
	164,48		161,85	-226,56	159,22	-229,19	156,58	-231,83	153,95	-234,46	151,32	-237,09	148,69	-239,72	146,06	-242,35	143,42	-244,99
19.22.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	434,13		427,88	39,47	421,62	33,21	415,37	26,96	409,11	20,70	402,86	14,45	396,61	8,20	390,35	1,94	384,10	-4,31
19.23.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	387,53		381,92	-6,49	376,31	-12,10	370,70	-17,71	365,09	-23,32	359,48	-28,93	353,86	-34,55	348,25	-40,16	342,64	-45,77
19.24.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																	
	213,90		208,69	-179,72	203,47	-184,94	198,26	-190,15	193,05	-195,36	187,84	-200,57	182,62	-205,79	177,41	-211,00	172,20	-216,21
19.25.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																	
	105,15		101,55	-286,86	97,94	-290,47	94,34	-294,07	90,74	-297,67	87,14	-301,27	83,53	-304,88	79,93	-308,48	76,33	-312,08
19.26.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																	
	89,16		86,30	-302,11	83,43	-304,98	80,57	-307,84	77,71	-310,70	74,85	-313,56	71,98	-316,43	69,12	-319,29	66,26	-322,15
19.27.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса,получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство																	
	349,32		342,37	-46,04	335,43	-52,98	328,48	-59,93	321,53	-66,88	314,59	-73,82	307,64	-80,77	300,69	-87,72	293,74	-94,67

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2022 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
19.28.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство																	
	337,44		330,10	-58,31	322,75	-65,66	315,41	-73,00	308,06	-80,35	300,72	-87,69	293,37	-95,04	286,03	-102,38	278,68	-109,73
19.29.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство																	
	373,76		365,56	-22,85	357,37	-31,04	349,17	-39,24	340,97	-47,44	332,78	-55,63	324,58	-63,83	316,38	-72,03	308,18	-80,23

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 05.2022 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.	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																			
	189,31		184,60	-196,63	175,20	-206,03	165,80	-215,43	156,39	-224,84	146,99	-234,24	137,59	-243,64	128,18	-253,05	118,78	-262,45	109,38	-271,85
20.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW																			
	236,92		231,00	-150,23	219,17	-162,06	207,35	-173,88	195,52	-185,71	183,69	-197,54	171,87	-209,36	160,04	-221,19	148,22	-233,01	136,39	-244,84
20.3.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																			
	159,14		155,28	-225,95	147,57	-233,66	139,86	-241,37	132,14	-249,09	124,43	-256,80	116,72	-264,51	109,00	-272,23	101,29	-279,94	93,58	-287,65

[TLP-GREEN]

Ниво 1

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2022 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
20.4.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																			
	152,36		148,69	-232,54	141,36	-239,87	134,02	-247,21	126,69	-254,54	119,35	-261,88	112,02	-269,21	104,68	-276,55	97,35	-283,88	90,01	-291,22
20.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW																			
	224,37		218,68	-162,55	207,31	-173,92	195,94	-185,29	184,57	-196,66	173,20	-208,03	161,82	-219,41	150,45	-230,78	139,08	-242,15	127,71	-253,52
20.6.	Микро ВЕЦ с помпи																			
	93,69		91,52	-289,71	87,18	-294,05	82,84	-298,39	78,50	-302,73	74,16	-307,07	69,82	-311,41	65,48	-315,75	61,14	-320,09	56,80	-324,43
20.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW																			
	116,98		115,26	-324,95	111,80	-328,41	108,33	-331,88	104,86	-335,35	101,40	-338,81	97,93	-342,28	94,47	-345,74	91,00	-349,21	87,53	-352,68
20.8.	ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW																			
	95,55		93,52	-346,69	90,66	-349,55	87,80	-352,41	84,94	-355,27	82,08	-358,13	79,21	-361,00	76,35	-363,86	73,49	-366,72	70,63	-369,58
20.9.	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																			
	83,16		82,21	-358,00	80,29	-359,92	78,38	-361,83	76,47	-363,74	74,55	-365,66	72,64	-367,57	70,72	-369,49	68,81	-371,40	66,90	-373,31
20.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии																			
	144,68		130,21	-265,46	115,75	-279,92	101,28	-294,39	86,81	-308,86	72,34	-323,33	57,87	-337,80	43,40	-352,27	28,94	-366,73	14,47	-381,20
20.11.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp																			
	134,03		131,34	-264,33	125,93	-269,74	120,52	-275,15	115,12	-280,55	109,71	-285,96	104,30	-291,37	98,89	-296,78	93,48	-302,19	88,08	-307,59
20.12.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp																			
	131,36		128,77	-266,90	123,56	-272,11	118,34	-277,33	113,12	-282,55	107,90	-287,77	102,68	-292,99	97,46	-298,21	92,24	-303,43	87,02	-308,65

[TLP-GREEN]

Ниво 1

№	Преференциална цена, съгласно решение № П-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2022 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
20.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
	213,90		211,29	-177,12	206,08	-182,33	200,87	-187,54	195,66	-192,75	190,44	-197,97	185,23	-203,18	180,02	-208,39	174,81	-213,60	169,60	-218,81
20.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
	206,32		203,88	-184,53	199,01	-189,40	194,13	-194,28	189,25	-199,16	184,38	-204,03	179,50	-208,91	174,63	-213,78	169,75	-218,66	164,87	-223,54
20.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																			
	105,15		103,35	-285,06	99,75	-288,66	96,14	-292,27	92,54	-295,87	88,94	-299,47	85,33	-303,08	81,73	-306,68	78,13	-310,28	74,52	-313,89
20.16.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																			
	89,16		87,72	-300,69	84,86	-303,55	81,99	-306,42	79,13	-309,28	76,27	-312,14	73,40	-315,01	70,54	-317,87	67,68	-320,73	64,81	-323,60
20.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																			
	250,82		248,72	-139,69	244,52	-143,89	240,32	-148,09	236,12	-152,29	231,92	-156,49	227,72	-160,69	223,52	-164,89	219,32	-169,09	215,12	-173,29
20.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство																			
	278,48		275,86	-112,55	270,61	-117,80	265,37	-123,04	260,12	-128,29	254,87	-133,54	249,63	-138,78	244,38	-144,03	239,13	-149,28	233,89	-154,52
20.19.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																			
	222,80		220,84	-167,57	216,94	-171,47	213,03	-175,38	209,12	-179,29	205,22	-183,19	201,31	-187,10	197,41	-191,00	193,50	-194,91	189,59	-198,82
20.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури																			
	176,96		175,64	-212,77	173,01	-215,40	170,38	-218,03	167,75	-220,66	165,12	-223,29	162,50	-225,91	159,87	-228,54	157,24	-231,17	154,61	-233,80
20.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури																			
	164,48		163,17	-225,24	160,54	-227,87	157,90	-230,51	155,27	-233,14	152,64	-235,77	150,01	-238,40	147,38	-241,03	144,74	-243,67	142,11	-246,30
20.22.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																			
	453,12		448,88	60,47	440,41	52,00	431,94	43,53	423,48	35,07	415,01	26,60	406,54	18,13	398,07	9,66	389,60	1,19	381,14	-7,27

[TLP-GREEN]

Ниво 1

№	Преференциална цена, съгласно решение № П-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2022 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
20.23.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																			
	434,13		431,00	42,59	424,75	36,34	418,49	30,08	412,24	23,83	405,99	17,58	399,73	11,32	393,48	5,07	387,23	-1,18	380,97	-7,44
20.24.	ЕЦ с инсталирана мощност над 1 500 kW до 5 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																			
	387,53	390,11	370,00	-18,41	349,91	-38,50	329,84	-58,57	309,80	-78,61	289,79	-98,62	269,81	-118,60	249,88	-138,53	230,01	-158,40	210,22	-178,19
20.25.	ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																			
	447,43	455,16	431,20	42,79	407,31	18,90	383,49	-4,92	359,75	-28,66	336,12	-52,29	312,62	-75,79	289,29	-99,12	266,17	-122,24	243,34	-145,07
20.26.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получено от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство																			
	350,22		346,75	-41,66	339,80	-48,61	332,85	-55,56	325,91	-62,50	318,96	-69,45	312,01	-76,40	305,06	-83,35	298,12	-90,29	291,17	-97,24
20.27.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци																			
	387,94	352,10	324,31	-64,10	296,55	-91,86	268,84	-119,57	241,20	-147,21	213,65	-174,76	186,24	-202,17	159,04	-229,37	132,19	-256,22	106,02	-282,39
20.28.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство																			
	338,34		334,67	-53,74	327,32	-61,09	319,98	-68,43	312,63	-75,78	305,29	-83,12	297,94	-90,47	290,60	-97,81	283,25	-105,16	275,91	-112,50
20.29.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство																			
	374,66		371,16	-17,25	362,96	-25,45	354,77	-33,64	346,57	-41,84	338,37	-50,04	330,17	-58,24	321,97	-66,44	313,78	-74,63	305,58	-82,83
20.30.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци, с комбинирано производство																			
	389,60		385,64	-2,77	377,74	-10,67	369,83	-18,58	361,93	-26,48	354,03	-34,38	346,12	-42,29	338,22	-50,19	330,31	-58,10	322,41	-66,00

Следва да се има предвид, че в случаите, в които разликата между определената преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. за целите на ценообразуването прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник, е отрицателна величина, премията следва да бъде определена в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС.

Изказвания по т.1.:

А. Иванова: Уважаеми г-н Председател, уважаема Комисия, настоящият доклад и проект на решение, който разглеждаме в момента, отразява законовите задължения на Комисията ежегодно в срок до 30 юни да определя нова преференциална цена за групата електрически централи до 30 kW, монтирани на покривни и фасадни конструкции. Да актуализира цената на електрическата енергия по отношение на електрически централи, използващи за основна суровина в производството си биомаса, както и да определи премии за същите. В тази връзка Комисията в лицето на работната група е извършила анализ и изчисления на база изложените в настоящия доклад източници на информация. Подробно същите са посочени на стр. 3 - pv-magazine, pvxchange, „Фраунхофер“ институт и международната агенция за възобновяема енергия IRENA. Използвали сме международни източници. Тук имаме и презентация и доклад на „Фраунхофер“. Той е институт с една от най-големите европейски научни организации, ориентирана основно към изследвания, свързани със и във полза на хората, включваща предимно сектор Енергетика, поради което сме се спрели да стъпим основно на информация от тези източници. Виждаме, че предвид и пандемията от COVID – 19 в последните години имаше доста голяма волатилност по отношение на цените и на основните суровини. Пандемията от COVID – 19 беше повлияла както при производството и обработката на основните суровини, респективно и при производството на фотоволтаичните модули, което се отрази и в крайната цена. В настоящия доклад сме посочили размера на инвестиционните разходи от 1 036 евро и изменение за последната година на стойността на фотоволтаичните модули в диапазона между 9% и 18%. Извършили сме допълнителни изчисления и анализ, на които няма да се спирам подробно. Ще кажа, че същевременно с международните източници в изпълнение на чл. 20, ал. 2 от НРЦЕЕ сме направили анализ и на националния ни пазар как стоят нещата при производството, продажбата и монтажа на фотоволтаични панели, при което се установи, че средната цена при международни източници от 1 036 евро/kWp на нашия пазар варира средно към 826. В тази връзка за нуждите на изчислението на преференциалните цени по отношение на фотоволтаичните електрически централи до 30 kW сме изпратили и регулярно писмо по отношение на средногодишната продължителност на работа на тези централи, на база на което сме получили данни, че тя варира около 1 380 пълни нетни часове. В тази връзка сме приели за удачно при изчислението на същите между едната и другата група и на база опита ни от предходни години, разликата между едната и другата група по отношение на ценовите нива на инвестиционните разходи да бъде с разлика от 14%. В тази връзка за централите до 5 kW с колегите от работната група приехме за обосновано размер на инвестиционните разходи да бъде в размер на 1 036 евро/kWp, а за групата над 5 kW до 30 kW да бъде в размер на 891 евро/kWp. С тези цени се дава възможност на централите при едно следващо увеличение през следващата една година по-голям обем разходи, с които те да оперират при евентуално поскъпване на основните суровини, влагани в производството на фотоволтаични панели.

В тази връзка ще кажа и преференциалните цени. За тази година преференциалната цена за групата до 5 kW става в размер на 201,35. За сравнение ще кажа, че тя е с увеличение от 4,1% спрямо определената от миналата година в размер на 193,33 лева/MWh. По отношение на втората група централи над 5 kW до 30 kW цената е в размер на 168,24 лева/MWh или ръст от 5% спрямо определената от миналата година в размер на 160,11 лева/MWh.

По отношение на втората част от законното задължение на Комисията за ежегодна актуализация на цените на електрическата енергия от биомаса, съгласно изискванията на чл. 32, ал. 6, ал. 7 и ал. 8 сме изпратили регулярните писма до НСИ, от които сме получили

информация по отношение на два показателя – разходите за горива и разходите за работна заплата, във връзка с което получихме информация, че по отношение на изменението на работната заплата, същата за последната една година е изменена с ръст от 11,5%. По отношение на разходите за горива имаме изменение в размер на 21,25%. По отношение на третия показател – изменение на цените на суровините, необходими за производството на електрическа енергия, следва да се има предвид, че сме получили информация от Министерството на земеделието, в резултата на което се установи, че имаме ръст от 6,1%. Тези стойности са отразени в цените при актуализацията на електрическата енергия от биомаса и са получени съответните стойности. Тук няма да се спирам подробно, защото са доста. Ще кажа, че по отношение на следващия показател определянето на премиите за нуждите на определянето на премиите съгласно разпоредбите в нормативната база е записано, че премията следва да бъде в размер, който отразява определената, съответно актуализираната преференциална цена за съответната група производители, и изчислената прогнозна пазарна цена, в случая според вида възобновяем източник, за новия ценови период, обхващащ периода 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г. В тази връзка по отношение на групата централи, използващи за основна суровина биомаса, ще кажа – на стр. 31, за тях прогнозната пазарна цена за новия ценови период към момента е в размер на 388,41 лв./MWh. В тази връзка са преизчислени премиите на всички групи централи. В случая са приблизително 1 200 премии при 270 групи производители.

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, предлагаме 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.

С. Тодоров: Благодаря. Колеги, имате ли въпроси? Колко бяха часовете за работа на фотоволтаичните инсталации в България?

А. Иванова: 1 380.

С. Тодоров: Благодаря Ви. Каква е прогнозната пазарна цена, при която са изчислявани премиите?

А. Иванова: За биомасата е в размер на 388,41 лв./MWh (само биомаса, защото говорим за актуализацията само на цените). 388,41 е само за групата на биомасата. Акцентирах на нея, защото актуализираме само цените на биомасата. Ако искате да прочета и останалите...

С. Тодоров: Не, просто ме интересуваше прогнозната пазарна цена въобще за следващия период. Да, това е важно и за биомасата също. За биомасата се е получила през коефициентите, нали така?

П. Младеновски: Прогнозната пазарна цена за следващия период е 430,94 лв., което през коефициентите, съответно за слънцето е 395,67 лв., за биомасата - 388,41 лв., за ВЕЦ-овете – 381,23 лв., за вятърната енергия – 440,21 лв. За останалите производители след това ще ги кажем в другите доклади.

С. Тодоров: Добре, това ме интересуваше.

П. Младеновски: Това, което исках аз да кажа, е, че премии са определяни само и единствено на производители от слънчева енергия и на производители от биомаса. На производители от вятърна енергия и ВЕЦ прогнозната пазарна цена надвишава определената им преференциална цена и им е определена премия нула.

С. Тодоров: Разбрах. Колеги, ако няма други въпроси към членовете на работната група, предлагам, първо, да насрочим за обществено обсъждане за 06.06.2022 г. от 10:00 ч., и също така насрочвам закрито заседание за приемане на окончателно решение за 01.07.2022 г. Предлагам да подложим на гласуване така предложените документи. Има ли против? Няма. Единодушно предложените документи по т.1 се приемат.

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 за разглеждане на проекта на решение по т. 2 на 06.06.2022 г. от 10:00 ч., на което да бъдат поканени за участие заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

5. Проектът на решение, датата и часът на провеждане на общественото обсъждане да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР;

6. Насрочва закрито заседание за приемане на окончателно решение за 01.07.2022 г.

В заседанието по **точка първа** участват председателят Станислав Тодоров и членовете на Комисията Александър Йорданов, Благой Голубарев.

Решението е взето с **три гласа „за“** (Станислав Тодоров – за, Александър Йорданов - за, Благой Голубарев - за), от които **два гласа** (Александър Йорданов, Благой Голубарев) на

членове на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията 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“ от 01.07.2022 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 на 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 среднопретеглената годишна цена, определена от Комисията по методика за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи, с инсталирана мощност до 10 MW, от биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

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

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

Основните принципи на ценово регулиране са заложили 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-26 от 01.07.2021 г., считано от 01.07.2021 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 изх. № Е-14-00-4 от 08.03.2022 г. на Комисията (Писмото на КЕВР) на 39 дружества от сектор „Топлоенергетика“ са дадени указания за представяне на необходимата отчетна и прогнозна информация, относно извършването на регулаторен преглед на цени на топлинна и/или електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

Във връзка с подадените заявления за утвърждаване на цени на енергия от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ със Заповед № З-Е-1051 от 20.05.2022 г. на Председателя на КЕВР е създадена 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 извършения в КЕВР регулаторен преглед са свързани с установяването на фактическите технико-икономически и финансови резултати на дружествата, като изходна предпоставка за утвърждаването 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 в сектор „Топлоенергетика“.

След прегледа на представените от дружествата заявления за новия ценови период от 01.07.2022 г. при метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ в ценообразуващите справки са нанесени 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 2021 г., през отчетния ценови период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. или намалени в съответствие с променени обстоятелства в приетата производствена 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 предприятия и клиентите, цените на топлинната и електрическа енергия следва да отчитат и възможностите на клиентите да заплащат енергийните продукти. В тази връзка, поради драстичното повишаване към момента на цената на емисиите за въглероден диоксид с над 40%, както и на цената на основното гориво на международните пазари с над 100%, дружествата следва да прецизират, реорганизируют и приоритизират разходите си, респективно да търсят възможности за тяхното отлагане във времето с цел запазване на клиентите си на услугата. По тези причини, заявените за новия регулаторен период УПР са допълнително намалени.

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 35 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. При разходите за ремонт е извършен анализ на планираните и реално изпълнените ремонтни дейности през 2021 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, при пропуски в изискванията за обосновка, разходът за ремонт е коригиран до отчетената стойност през 2021 г. При наличие на мотивирани обосновки относно необходимостта от извършване на ремонтни дейности с оглед недопускане на рязко покачване на цените и запазване на възможността на клиентите за редовно заплащане на задълженията си, стойността на разхода е допусната да превишава отчетната стойност през базисната година. За дружествата, при доказани и мотивирани обосновки за необходимост от извършване на основни ремонти при изчерпване на часовете пробег на завода - производител на оборудването е допуснато максимално повишение на разхода в рамките до 60% от отчетната стойност през базисната година.

1.3. По отношение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски са допускани увеличения на стойностите в сравнение с отчетените или утвърдените стойности в цените през изминалия регулаторен период в рамките на 10-15%, в съответствие с официалните данни за инфлацията за периода.

1.4. Разходи, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия, не са включени в цените, след направен анализ на реалните възможности за тяхното

минимизиране и 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, съобразно представената информация от дружествата.

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 се включват разходите за амортизации.

3. Норма на възвръщаемост на капитала (НВ):

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 1 от НРЦТЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

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

Съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$$NB = D_{СК} * \left(\frac{NB_{СК}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + D_{ПК} * NB_{ПК} ,$$

където:

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

$D_{СК}$ – дялът на собствения капитал в общия капитал, %;

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

ДС – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$D_{ПК}$ – дялът на привлечения капитал в общия капитал, %;

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

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

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

За изчисляване на цената на собствения капитал, Комисията прилага международно приетия модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Asset Pricing Model –

CAPM).

$$\text{НВСК} = \text{Безрискова премия} + \beta_e * \text{Пазарна рискова премия}$$

3.1. Безрискова премия

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 0,2584% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е от среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период април 2020 г. – март 2021 г. по данни на Българската народна банка¹⁰.

3.2. β коефициент на активите

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Съгласно информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business, безлостовият β коефициент за 2021 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,55. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък β коефициент. Damodaran цитира и коригирана прогноза за β на активите, като корекцията се основава на предположението, че част от стойността на собствения капитал се състои от парични средства с β стойност, приета за нула. Стойностите, публикувани на сайта, са средно с 0,03 по-високи от реалните за енергийния сектор. При изчислението по-долу тези факти не са взети предвид, като е използван безлостов β коефициент от 0,55, въпреки че е възможно да се приеме и по-ниска стойност.

Безлостовият отраслов β коефициент, след отчитане на целевата капиталова структура на енергийните дружества и размера на данъчната ставка, се преобразува в лостов β коефициент. Стойността на лостовия β коефициент се определя по формулата:

$\beta_e = \beta \times (1 + (1 - \text{ДС}) \times \text{Дпк} / \text{Дск})$, където:

β_e – стойност на лостовия β коефициент;

β – стойност на безлостовия β коефициент;

Дск – дялът на собствения капитал в общия капитал, %;

ДС – корпоративният данък по ЗКПО, %;

Дпк – дялът на привлечения капитал в общия капитал, %;

3.3. Пазарна рискова премия

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,72% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,27%.

3.4. Цена на привлечения капитал

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

¹⁰https://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/index.htm?FILTERSANDVALUES=%27FREQ=M%27&pageId=38&series=2&KEYFAMILY=LTIR&TRANSFORMATION=SDMX_VERTICAL

рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baal от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ. Aswath Damodaran препоръчва стойност от 1,55% за България.

$НВ_{СК} = \text{Безрискова премия} + \beta_e * \text{Пазарна рискова премия}$

$НВ_{ПК} = \text{Безрискова премия} + \text{Рейтингов корпоративен спред}$

$НВ = Д_{СК} * НВ_{СК} / (1 - ДС) + Д_{ПК} * НВ_{ПК}$

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 др.

5. Количествата на гориво за инсталациите за комбинирано производство са коригирани в съответствие с постигнатата през 2021 г. обща енергийна ефективност на използваното гориво 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 2021 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, съобразени с производствената, ремонтна и инвестиционна програми, както и развитието на мрежите и реалните стойности на загубите, породени от намаленото потребление 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. За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Задържането и корекцията на разхода се налага поради вече изложените по-горе аргументи с драстичното увеличение на разходите за емисии и цената на природния газ и запазване на клиенти на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

7. Корекции на количеството на електрическата енергия за собствени нужди и трансформация на централите са направени въз основа на отчета на 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 обоснованост на представените от топлоенергийните предприятия прогнозни разходи за покупка на основно гориво на базата на отчетените стойности през 2021 г., периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 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.

С оглед прилагане на горните разпоредби е взето предвид, че съгласно условията на търговския договор, по който общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, цените на природния газ се образуват по хибридна ценообразуваща формула, включваща петролна и хъбова компонента.

Цените на алтернативните горива, които са в основата на петролната компонента за определяне на доставните цени на природния газ, са прогнозирани като средноаритметична стойност на ежемесечните цени на тези горива за деветмесечен период, предшестваш периода, за който се отнася петролната компонента, като са отчетени последните тенденции на покачване на тези цени:

	Мярка	Трето тримесечие 2022 г.	Четвърто тримесечие 2022 г.	Първо тримесечие 2023 г.	Второ тримесечие 2023 г.
Газьол със съдържание на сяра 1%	USD/t	856,3157	986,6851	1050,397	1053,981
Мазут със съдържание на сяра 0,1%	USD/t	610,4682	681,5379	714,7108	717,1496

Хъбовата компонента за съответните тримесечия е определена при отчитане на цените на фючърсите за холандския газов хъб TTF на Европейската енергийна борса (EEX), чиито стойности към **24.05.2022 г.** са следните:

	Мярка	Трето тримесечие 2022 г.	Четвърто тримесечие 2022 г.	Първо тримесечие 2023 г.	Второ тримесечие 2023 г.
TTF фючърси	€/MWh	88,91	89,1	89,535	70,976

Азербайджан

	Мярка	Трето тримесечие 2022 г.	Четвърто тримесечие 2022 г.	Първо тримесечие 2023 г.	Второ тримесечие 2023 г.
Газбол със съдържание на сяра 1%	USD/t	805,8169	940,0028	1 053,116	1 055,906
Мазут със съдържание на сяра 0,1%	USD/t	583,8055	655,4739	716,5609	718,4595

Отчитайки данните за петролната и хъбова компонента при прилагането формулата за изчисление от условията на търговските договори, по който общественят доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, и **допускането, че цялото договорено количество азерски газ**, се доставя в общия микс, прогнозните цени по тримесечия, към които са прибавени цената за задължения към обществото и компонента за дейността „обществена доставка на природен газ“ в размер на 2,5% от средната покупна цена на природния газ, са следните:

	Трето тримесечие 2022 г.	Четвърто тримесечие 2022 г.	Първо тримесечие 2023 г.	Второ тримесечие 2023 г.	Регулаторен период 01.07.2022 г.- 30.06.2023 г.
Прогнозни цени на природния газ по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ, лв./MWh	113,68	117,08	119,09	109,23	114,77

12. Цената на електрическата енергия без постигнати показатели за високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) е приравнена на определената по-долу прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на **427,46 лв./MWh**.

13. Количествата емисии въглероден диоксид (CO₂) за производство 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. 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 01.07.2022 г. до 30.06.2023 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 80,0 до 99,0 евро/t., при която е постигната средна цена на CO₂ квоти за целия прогнозен период в размер на **91,30 евро/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 01.07.2021 г. – 30.04.2021 г. в размер на 69,37 евро/t. (не са взети предвид авиационни EUAA, полски PL и немски DE квоти) и направена прогноза до края на текущия ценови период в размер на 80,0 евро/t. или средна цена за периода в размер на **71,23 евро/t.**

Въз основа на верифицирания доклад на съответното дружество за 2021 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 01.07.2022-30.06.2023 г. е изчислено общото количество отделени емисии.

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, които влизат в разходната част

на цените за новия регулаторен период, се определят като реално необходимите количества за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. се умножат по прогнозна средна цена на емисиите от **91,30 евро/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:

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

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

Q_g - отчетеното количество природен газ за ценовия период, MWh;

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

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

Q_e - отчетеното количество въглеродни емисии за регулаторния период, тон;

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

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

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

t - ценовият период.

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

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 (C_{bg}), 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 (C_{bg}), за изчисляването на годишната индивидуална цена за регулаторния/ценовия период се използва цена (C_p^I), изчислена по формулата:

$$C_p^I = 0,5 * (C_{bg} + C_p).$$

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 01.07.2021 г. – 30.06.2022 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 и 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 - 0,287
2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – 0,455
3. „Топлофикация - Плевен“ АД – 0,4
4. „Топлофикация Бургас“ ЕАД – 0,37
5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД – 0,4
6. „Топлофикация-Враца“ ЕАД – 0,37
7. „Топлофикация Разград“ АД – 0,4
8. „Юлико Евротрейд“ ЕООД – 0,36
9. „Топлофикация-ВТ“ АД – 0,38
10. „Топлофикация Русе“ АД – 0,32
11. „Топлофикация – Перник“ АД – 0,32
12. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД – 0,32
13. Топлофикация-Габрово“ ЕАД – 0,3
14. „Когрийн“ ООД - 0,4946
15. „Оранжерии Гимел“ АД - 500 дка - 0,4919
16. „Оранжерии Гимел“ АД - 200 дка“ - 0,4914
17. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД - 0,4945
18. „Инертстрой – Калето“ АД - 0,4932
19. „Оранжерии Петров дол“ ООД - 0,4863
20. ЧЗП „Румяна Величкова“ - 0,4952
21. „Алт Ко“ АД - 0,49
22. „ТЕЦ-Бобов дол“ ЕАД - 0,3

23. „Брикел“ ЕАД - 0,3927
24. „Солвей Соди“ АД - 0,3927
25. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД - 0,3927
26. „Декотекс“ АД - 0,4889
27. „Енергиен център Зебра“ ЕООД - 0,48
28. „Белла България“ АД - 0,4910
29. „Димитър Маджаров - 2“ ЕООД - 0,52
30. „Овердрайв“ АД - 0,49
31. „МБАЛ-Търговище“ АД - 0,4966
32. „УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД - 0,48
33. „Нова Пауър“ ЕООД - 0,49
34. „Топлофикация Петрич“ ЕАД - 0,59

16. 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 на платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период, но са проведени 19 търга относими частично към периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

<i>Дата</i>	<i>Инициатор</i>	<i>Продукт</i>	<i>Период</i>	<i>Цена лв./MWh</i>
18.05.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	453,08
10.05.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	440,40
13.04.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	427,50

Видно от горната таблица средната постигната цена за второто полугодие на 2022 г. или първата половина от регулаторния период е в размер на 440,33 лв./MWh, като за последните 2 месеца бележи ръст от 6%.

Дата	Инициатор	Продукт	Период	Цена лв./MWh
18.05.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	441,69
10.05.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	438,02
13.04.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	440,21
01.04.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	468,39
25.03.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	432,01
22.03.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	414,39
17.03.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	442,79
10.03.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	545,05
09.03.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	590,00

Видно от горната таблица средната постигната цена за третото тримесечие на 2022 г. е в размер на 468,03 лв./MWh, като след първоначалния ръст през началото м. март пазарът се успокоява трайно на нива около 440,00 лв./MWh.

Дата	Инициатор	Продукт	Период	Цена лв./MWh
18.05.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	469,18
10.05.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	450,79
13.04.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	441,30
01.04.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	463,53
25.03.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	429,79
22.03.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	412,94
11.03.2022	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	456,20

Видно от горната таблица средната постигната цена за четвъртото тримесечие на 2022 г. е в размер на 446,25 лв./MWh, като отново се наблюдава ръст в края на м. март, след което пазарът се успокоява трайно на нива около 450,00 лв./MWh.

Динамиката на постигнатите на търговете на БНЕБ ЕАД цени пряко корелира с фючърсите за региона (румънската и унгарската борси), като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс варира между 15,00 €/MWh и 21,00 €/MWh. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и 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“.

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 2022.

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -OPCOM	EEX -HUDEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q3 2022	456,37	482,29	494,02	495,98
Q4 2022	521,05	538,66	550,39	551,47
H2 2022	488,71	510,47	522,21	523,72

Горните данни показват, че стандартната девиация между българския и румънския пазар

¹¹ <http://www.eex.com>

¹² <https://www.hudex.hu>

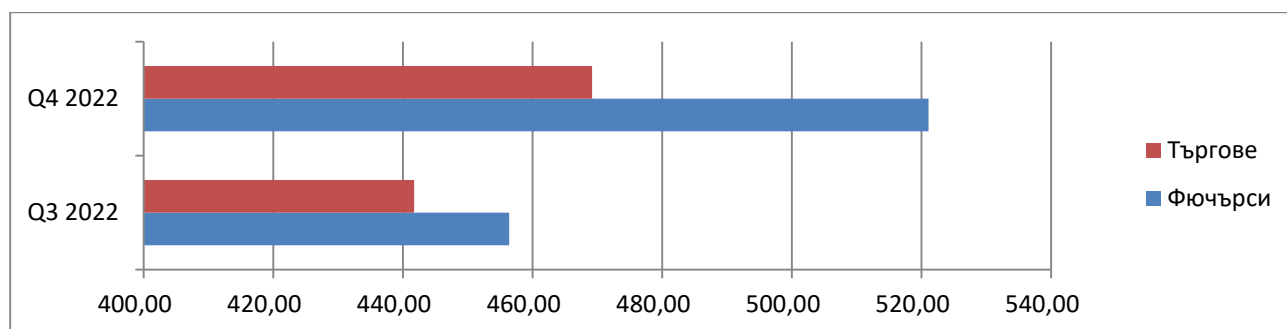
е около 22,00 лв./MWh, докато с унгарския – около 33,50 лв./MWh. Ако се анализират данните по месеци и/или тримесечия девиацията български-унгарски пазар варира от 30,00 лв./MWh до 40,00 лв./MWh, в зависимост от търгуваните обеми и цените на капацитетите в региона. Към настоящия момент не са налични данни на ЕЕХ относно Q1 2023 и Q2 2023, съответно за H1 2023 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	ЕЕХ -IBEX	ЕЕХ -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q1 2023	533,79	567,29	569,52
Q2 2023	362,44	395,94	389,66
H1 2023	448,12	481,61	479,59

От горните данни може да се направи извод, че относимите стойности към българския пазар са за H2 2022 – 488,71 лв./MWh и за H1 2023 – 448,12 лв./MWh или средно за регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. в размер на 468,42 лв./MWh.

Основният движещ фактор за покачването на цените на европейските, съответно регионалните борси, освен покачването на цените на квоти за въглеродни емисии, е рекордно високата цена 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. Оценките на анализаторите са противоречиви, като някои от тях определят този ръст като временно явление, докато други са на мнение, че покачването ще е трайно и ще придобие системен характер.

Ако се сравнят, обаче, постигнатите нива на търговете организирани на платформите на БНЕБ ЕАД и референтната фючърсна стойност за съответния период се забелязва допълнително отклонение, представено в следната графика:



Подобна асиметричност в двете посоки се получава, когато развитието на една пазарна зона се отклонява от преобладаващия цикъл в околните пазари и обикновено се дължи на спекулативен приток на капитали, инфлационни процеси, нормативни и регулаторни намеси и др. В конкретния случай, най-вероятната причина е наложеното ограничение на търговете максималното оферирано количество да не превишава 5 MW, чиято цел е предотвратяване на спекулативното повишаване на цените.

При прогнозирането на цената за предстоящия регулаторен период би следвало да се отчете горната асиметричност, като се предвиди допълнително отклонение на цената в размер на около 8%. В тази връзка, след прилагане на посочената корекция прогнозната годишна

пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. следва да е в размер на 430,94 лв./MWh.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. е определена в размер на 430,94 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 01.01.2021 г. – 31.12.2021 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 2021 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 2021 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2021 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 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 симулацията 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“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация-Бургас“ АД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – Габрово“ ЕАД, „Топлофикация-ВТ“ АД и „Топлофикация – Враца“ ЕАД, „Топлофикация – Разград“ АД, „Брикел“ ЕАД, „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	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	210,87 лв./MWh
3	Групов коефициент Кс (р.2/р.1)	0,99192
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	427,46 лв./MWh

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 33а от ЗЕ, прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е в размер на 427,46 лв./MWh.

I. ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИТЕ НА ТОПЛИННА И ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ПО КОМБИНИРАН НАЧИН И ПРЕМИИ ЗА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“

1. „Топлофикация София“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-01-10 от 01.04.2022 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. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 127,12 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 – 122,70 лв./MWh;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 708,22 лв./MWh.

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

- цена на природен газ – 994,17 лв./knm³;
- цена на мазут – 426,17 лв./t;
- цена на газбъл – 1 944,57 лв./t.

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

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

1. Производствена програма

Производство на топлинна енергия – прогнозното производство на топлинна енергия за всички топлинни източници е на база реални данни от последните години. За новия ценови период е планирано **количество топлинна енергия** в размер на **4 724 940 MWh**, което е с 1,96% по-малко от отчетеното през изтичащия период, като са отразени мерките за енергийна ефективност, прилагани при крайните потребители и увеличението на броя потребители.

Относителният дял на **прогнозните технологични разходи при преноса на топлинна енергия** спрямо отпуснатата топлинна енергия е 20,46%, при относителен дял през базовата година 19,14%. Посочва се, че прогнозните данни са получени въз основа на статистическо очакване екстраполирано от 3 годишни отчети от предходен период.

Делът на технологичните разходи на топлинна енергия в абонатните станции е

прогнозиран в размер на 0,92% от отпуснатата топлинна енергия, близък до средния за периода от последните три години. Прогнозният дял на загубите се запазва, като е отчетен ефектът на подмяната на старите абонатни станции на небитовите потребители. Запазен е дялът на загубите от топлоотдаване в топлопреносната мрежа и дялът на загубите от изтичане.

Прогнозните стойности по видове технологични разходи са определени, както следва:

- 251 674 MWh от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа;
- 653 710 MWh за топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях;
- 42 579 MWh за топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.

Дружеството прогнозира **топлинна енергия за собствени нужди** в размер на 93 212 MWh, което представлява около 1,97% от брутната произведена топлинна енергия, като направената прогноза приблизително съответства на данните за базовата година.

Производство на електрическа енергия – прогнозното производство на 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, като се прогнозира електрическата енергия да бъде изцяло произведена по високоефективен комбиниран начин, в съответствие с Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. Прогнозното производство е в размер на 972 460 MWh, което е с 9,42% по-малко спрямо произведеното за изтичащия регулаторен период.

Планираната **за реализация електрическа енергия е 805 588 MWh**, което представлява увеличение с 1,44% спрямо прогнозираната за изтичащия период. Прогнозата е направена 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 – прогнозирано е 52 025 MWh за ценовия период или 5,35% от цялата изнесена електрическа енергия. Електрическата енергия за собствени нужди се формира от енергията, необходима за захранване на всички битови абонатни станции, енергия от топлоизточниците, за помпените станции и административните сгради.

Специфичен разход на условно гориво – планираните специфични нетни разходи на условно гориво за новия ценови период са както следва: специфичен разход на условно гориво за топлинна енергия – 134,29 kg/MWh, формиран за компанията, и специфичен разход на условно гориво за производството на електрическа енергия в двете ТЕЦ – 220,48 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 количество природен газ за производство през 2022/2023 г. възлиза на **682 079 xnm³**, което е формирано на база планираните специфични разходи на условно гориво, които са в пряка зависимост от техническото състояние и избраните съоръжения, с които ще се произвежда енергията през новия ценови период.

Енергийна ефективност – общата прогнозна ефективност на дружеството за новия ценови период при комбинираното производство е **82,52%**, която ще е с 2,57% по-висока спрямо постигнатата през настоящата ценова година.

2. Признати годишни разходи за лицензионните дейности

Планирането на разходите е извършено в контекста на цялостна оптимизация на разходната част на дружеството с оглед безпрецедентното нарастване на цените 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 2021 г.

2.1. Условно постоянни разходи – общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за регулаторния период е 144 188 хил. лв. и са планирани изцяло на нивото на отчетените през базисната 2021 г. – 141 740 хил. лв.

- **Разходи за амортизация** – дружеството прилага линеен метод на амортизация, като се

начисляват амортизации на дълготрайни материални и нематериални активи с изключение на природни ресурси; неупотребявани в дейността на дружеството – новопридобити за периода до въвеждането им в употреба; в процес на придобиване; в процес на ликвидация; напълно амортизираните до остатъчната им стойност. За новия ценови период са планирани **разходи за амортизация** на стойност **30 581 хил. лв.** на база отчета за 2021 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“ 68,48% за топлинна енергия и 31,52% за електрическа, а за ТЕЦ „София Изток“ – 60,32% за топлинна енергия и 39,68% за електрическа енергия. Разходите за амортизация на активи, обслужващи административната работа на дружеството се разпределя 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 31.12.2021 г., в резултат на която е определена нова справедлива пазарна стойност на част от активите на дружеството и ще бъде отчетено повишение на амортизационните разходи.

- **Разходи за ремонт** – прогнозните разходи за ремонт за новия ценови период са на стойност **5 546 хил. лв.** и са с дял от 0,5% от планираните годишни разходи, като планираните ремонтни действия са извършени въз основа на оценки и приоритизация на най-належащите ремонти в четирите топлорайона, така, че да се осигури надеждност на системата, качествено топлоснабдяване, повишаване ефективността на производството, подобряване качеството на предоставяните услуги и подобряване дейностите по опазване на околната среда. Разходите за ремонт включват планирани ремонтни дейности на съоръжения в топлоизолационните, топлопреносната мрежа, сгради и съоръжения, обслужващи лицензионните дейности, като към тях не са включени разходи с инвестиционен характер, както и разходи за ремонт на активи, които са извън лицензионната дейност на дружеството. **Общо планираните средства за ремонт в производството**, посочени в Справка № 1 „Разходи“ са в размер на **2 800 хил. лв.**, и са разпределени, както следва:

- Отнесени към топлинната енергия – **777 хил. лв.** и включват предвидените ремонти в централите произвеждащи само топлинна енергия на стойност 394 хил. лв., както и част от разходите за ремонти в двете ТЕЦ, разпределени на база съотношението между ДМА за комбинирано и ДМА за разделно производство в Справка РБА на стойност 383 хил. лв.;

- Отнесени към електрическата енергия – **228 хил. лв.**, определени на база предвидените разходи за ремонт в двете централи с комбинирано производство и дела на ДМА за производство на електроенергия в Справка РБА;

- Отнесени към двата продукта – **1 795 хил. лв.**, получени спрямо съответния дял на ДМА за комбинирано производство;

Планираните разходи за ремонт в преноса са на стойност **2 746 хил. лв.** и 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 водогрейни котли, обследване на барабани на енергийни котли, ремонти на осветителни инсталации, ремонт на мрежови помпи и други.

Разходи за заплати, възнаграждения и осигуровки – общият размер на планираните за новия регулаторен период са на стойност **73 608 хил. лв.**, от които 50 413 хил. лв. за заплати и възнаграждения и 23 194 хил. лв. за осигурителни вноски и социални разходи, като техният размер е планиран изцяло на нивото на отчетените разходи през базисната 2021 г. Дружеството посочва, че е предприело оптимизация на персонала в дружеството, като за последните три

години е налице устойчива тенденция за намаляване на общия му брой. Заетите в дружеството са намалели от 2 389 служители през 2019 г. до 2 219 служители към 01.03.2022 г. или със 170 души за три годишния период, като само от началото на 2022 г. намалението е с 30 души. Дружеството посочва, че прилага целенасочена политика по човешките ресурси, която е комбинация от постоянно търсене на възможности за редуциране на персонала чрез модернизация и оптимизация на бизнес процесите, като се осъществява плавно нарастване на възнагражденията на служителите в дружеството. Посочва се, че към 31.12.2021 г. средната брутна работна заплата в дружеството е 1 944 лв. и е с 15% по-ниска от средната брутна заплата в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“ за 2021 г., която по данни на НСИ е 2 237 лв.

Разходи пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Общият размер на планираните разходи, пряко свързани с регулираната дейност, е **35 105 хил. лв.**, като планирането им е извършено в контекста на цялостна оптимизация на разходната част, в резултат на което се предвижда намаление с 3,3% спрямо отчетените през 2021 г. В състава им не са включени разходите за вноски във ФСЕС, финансови разходи, както и такива, които не са свързани с регулираните дейности на дружеството.

2.2. Променливи разходи – общият размер на променливите разходи е **874 933 хил. лв.**, като те са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на съоръженията, както и от цените на горивата, емисиите и останалите суровини.

- **Разходите за природен газ** са на стойност **678 106 хил. лв.** и представляват 66,5% от прогнозните признати разходи за дейността по лицензиите. Дружеството посочва, че към момента има сключен договор за доставка с „Булгаргаз“ ЕАД, от когото купува природен газ по ежемесечно регулирана цена. „Топлофикация София“ ЕАД счита, че поради военния конфликт между Руската федерация и Украйна, последвалите санкции от страна на ЕС и САЩ, очакванията за ускорена диверсификация на доставките на природен газ в цяла Европа, включително с американски доставки на LNG, намеренията за единно договаряне на условията за доставка между ЕС и Русия, както и предстоящото пускане в експлоатация на интерконекторната газова връзка между България и Гърция, към настоящия момент е изключително трудно изготвянето на точна и обоснована ценова прогноза за природния газ през следващия ценови период. Въз основа на наличната публична информация, че от м. септември 2022 г. е възможно да бъдат получавани доставки на азерски природен газ, при определянето на прогнозна цена в заявлението си „Топлофикация София“ ЕАД е направила допускане, че от 01.09.2022 г. за формирането на цената за регулирания пазар ще бъдат използвани договорните условия за доставка на азерски газ, която съгласно публично изнесената информация е прилбилизително с 30% по-ниска спрямо цената на руския природен газ. При това допускане, и отразявайки динамиката на цената на фючърсите на петрола за периода от октомври 2021 – юни 2022, е получена среднопретеглена цена на природния газ за новия ценови период юли 2022 – юни 2023 г. в размер на 91,26 лв/MWh (965,04 лв/хпм³). Към така изчислената цена са добавени съответно:

- 0,70 лв/MWh (7,36 лв./хпм³) – цена за пренос през газопреносната мрежа собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газовата година 01.10.2021 г. – 30.09.2022 г.;

- 2,09 лв/MWh (21,78 лв./хпм³) – среднопретеглена цена за достъп, изчислена спрямо прогнозните количества годишен, тримесечен, месечен и дневен капацитетен продукт.

Разходът за акциз на природния газ възлиза на 12 783 хил. лв., изчислени при акцизна топлина на горивото от 17 231 528 GJ и акцизна ставка в размер на 0,6 лв/GJ.

- **Разходи за закупуване на CO₂ квоти** са прогнозираны в размер на 168 887 хил. лв. с прогнозна цена от 80,00 евро/тон и по формулата за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации, публикувана на интернет страницата на ИАОС, при емисионен фактор по данни на НСИ за 2021 г. – 55,5644 t CO₂/TJ. Общото прогнозно количество генерирани емисии от инсталациите на дружеството е в размер на 1 280 561 тона, като за ценовия период са приспаднати по ½ от полагащите се безплатни емисии за 2022 г. и 2023 г. по Европейската схема за търговия с емисии в общ размер на 201 177 тона. Общо предвидените за

закупуване квоти за новия ценови период възлизат на 1 079 384 тона.

- **Разходи за вода, за закупена електрическа енергия и консумативи** са планирани на нивото на отчетените през базаисния период и спрямо производствените нужди, съответстващи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия.

3. Недовзет приход и корекция по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ – дружеството счита, че през настоящия регулаторен период е налице драстично нарастване на цените на природния газ и CO₂ квотите, като през периода от м. юли 2021 г. до м. март 2022 г. регулираната цена на природния газ е нараснала от 49,94 лв/MWh до 113,73 лв/MWh (+128%), а през м. януари е достигнала исторически най-високото си ниво от 133,41 лв/MWh. За същия период борсовата цена на CO₂ квотите също е отбелязала съществен ръст от 53 евро/тон до нива от над 90 евро/тон (+70%), като към настоящия момент квотите се търгуват на цени между 75-80 евро/тон. Дружеството посочва, че цените, утвърдени с Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г., са определени при индивидуална прогнозна цена на природния газ от 47,11 лв/MWh и цена на CO₂ квоти от 51,00 евро/тон, което води до дисбаланс при ценообразуването и е създадо огромен ликвиден недостиг за дружеството и задълженията му към „Булгаргаз“ ЕАД в края на 2021 г. са нараснали значително. Дружеството посочва, че ликвидната криза се е задълбочила в началото на 2022 г. вследствие на мораториума върху цените, наложен с решение на Народното събрание. Направено е изчисление по реда на чл. 8 ал. 10 от НРЦТЕ и след приспадане на компенсацията от държавата в размер на близо 140 млн. лв., недовзетият приход според дружеството до края на м. март 2022 г. възлиза в размер на приблизително 285 млн., който счита, че може да се увеличи до близо 400 млн. лв. до края на регулаторния период. В тази връзка, дружеството настоява възможно най-голяма част от формирания недовзет приход да бъде възстановена през следващия ценови период.

Регулаторната база на активите (РБА) – за новия ценови период е в размер на 452 137 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 2021 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 стойността на дълготрайните активи не са включени извършваните преоценки на ДМА съгласно Международните счетоводни стандарти. В РБА не са включени 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 50 448 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 123 568 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 е в размер на 4,35% и е изчислена съгласно Указания-НВ, преди данъци като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2021 г. В капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат. Използвана е примерна норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 4% и норма на възвръщаемост на привлечения капитал е в размер на 3,00%, която е формирана от лихвата по сключения през 2020 г. договор за заем с „Българска банка за развитие“ АД.

Към заявлението за цени дружеството е представило подробна обосновка за присъдените юрисконсултски възнаграждения през 2021 г., които възлизат в размер на **1 396 929,37 лв.**, но се посочва, че същите **не са включени** в отчетените 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 в преноса на топлинна енергия са коригирани от 16 744 хил. лв. на 10 566 хил. лв. или с 6 178 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 5 546 хил. лв. на 4 580 хил. лв. или с 966 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г., при утвърдена стойност за ценовия период 5 064 хил. лв., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 50 413 хил. лв. на 39 077 хил. лв. или с 11 336 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2021 г. в размер на 35 525 хил.лв., завишена с 10% за новия ценови период, при отчетена стойност на разхода в размер на 50 413 хил. лв. за календарната 2021 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

При регулаторния преглед за определяне на цени за периода 01.07.2021 г.-30.06.2022 г. разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 52 474 хил. лв. на 35 525 хил. лв. или с 16 949 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход и съответното повишение на средната работна заплата в страната. По отношение на този разход дружеството системно не се включва в утвърдената от комисията регулаторна рамка. Значителните превишения на стойността над регулаторната рамка трябва да бъде за сметка и единствено на сумата на възвръщаемостта. Корекцията на този разход от страна на регулатора цели реструктуриране и оптимизиране на разходите за персонал.

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 23 194 хил. лв. на 10 620 хил. лв. или с 12 574 хил. лв., в съответствие с корекцията на разходите за заплати и възнаграждения, при спазване на нормативните изисквания и средния процент на социалните разходи към разходите за заплати на дружествата от сектор енергетика, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 1 397 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 3 706 хил. лв. на 383 хил. лв. или с 3 323 хил. лв. до нивото на утвърдената и заявена от дружеството стойност на дружеството през изминалия ценови период. По данни на лицензианта отчетената стойност на този разход за календарната 2020 г. е 461 хил. лв. Следователно реалното ниво на разхода през годините е в рамките на утвърдената стойност за новия ценови период.

- разходите за абонаментно поддържане са коригирани от 5 214 хил. лв. на 1 754 хил. лв. или с 3 460 хил. лв. до нивото на утвърдената и заявена от дружеството стойност на през изминалия ценови период. По данни на лицензианта отчетената стойност на този разход за календарната 2020 г. е 1 791 хил. лв. Следователно реалното ниво разхода през годините е в рамките на утвърдената стойност за новия ценови период.

- разходите за въоръжена и противопожарна охрана са коригирани от 3 911 хил. лв. на 3 314 хил. лв. или с 597 хил. лв. до нивото на отчетената от дружеството стойност през изминалия ценови период и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за съдебни разходи са коригирани от 5 000 хил. лв. на 3 419 хил. лв. или с 1 581 хил. лв. до нивото на утвърдената и заявена от дружеството стойност през изминалия ценови период. По данни на лицензианта отчетената стойност на този разход за календарната 2021 г. е 7 360 хил. лв. Дружеството не е представило убедителни доказателства за необходимостта от значителното увеличение на този разход.

- разходите за вода, отопление и осветление в преноса на топлинна енергия са коригирани от 1 025 хил. лв. на 441 хил. лв. или с 584 хил. лв. до нивото на утвърдената и

заявена от дружеството стойност през изминалия ценови период и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии CO₂ са коригирани от 168 887 хил. лв. на 192 743 хил. лв. или с 23 856 хил. лв., като необходимите количества, предложени за утвърждаване от дружеството през новия ценови период в размер на 1 079 384 t. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 евро/t., съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни емисии CO₂ – 1 079 384 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 евро/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 1 079 384 t = 192 743 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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,35% на 4,20% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 947 963 MWh (20,47%) на 457 963 MWh (9,89%) или с 490 000 MWh до достигане на стойността на загуби в % от топлоотдаване и изтичане сравними с най-ефективните мрежи за пренос и разпределение на топлинна енергия с топлоносител гореща вода 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 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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 116,55 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,69 + 2,24 = 3,63 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 120,18 лв./MWh.

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

		Q3			Q4			Q1			Q2			45.76	
		46.00			48.27			48.80			39.95				
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	266,027	197,095	278,820	608,480	812,121	1,080,393	1,166,056	876,284	826,478	485,674	317,067	302,650	7,217,146	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	46.97	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	88.62	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-1,048.15	-2,286.30	-6,524.40	-28,154.37	-36,480.45	-29,203.03	-49,324.17	-26,761.70	-26,827.49	-24,924.80	-38,751.98	-30,280.16	-300,567	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140	88.62	
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
Цена на пр. газ , ЦпI	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	88.62	

2. Корекция по въглеродни емисии

Компенсации за природен газ, лв./MWh

27.03	42.31	30.54	32.47	51.32
-------	-------	-------	-------	-------

Количество, Qe	тона	1,211,102
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	51.00
Отчетена цена на въглеродни емисии , ЦпI	евро/тон	71.23
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-47,919.00

$$Ht = Qg * (Ц_{пг} - Ц_{пI}) + Qe * (Ц_{пе} - Ц_{пI}) \pm Pt - 1$$

=

-348,485.99

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация София“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 1 221,21 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 793,75 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 136,82 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 2 от ЗЕ – 132,06 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 1 554 836 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 534 957 хил. лв., от които условно-постоянни – 102 193 хил. лв. и променливи – 1 432 764 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 473 827 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,20%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 805 588 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 4 173 765 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 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. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 108,59 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 – 107,59 лв./MWh;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 835,91 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с прогнозна цена на природен газ – 1 826,30 лв./knm³.

Като приложение към заявлението за цени 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 2022 г. – м. юни 2023 г., които са изчислени от дружеството в размер на 788 018,96 лв. без ДДС. Посочва се, че тези средства ще бъдат за изпълнението на мерки за повишаване на енергийната ефективност, с които „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД ще изпълни определената му за периода от 01.01.2021 г. до 30.06.2023 г. цел за енергийни спестявания при крайното потребление на енергия.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

Очаквано количество топлинна енергия, отпускана към топлопреносната мрежа за ценовия период

Прогнозираните количества на отпуснатата топлинна енергия към топлопреносната мрежа са в размер на **321 429 MWh** и 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. Направеният от дружеството анализ 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 – разработена е въз основа на планираната работа по инсталации, целогодишното използване на инсталацията за комбинирано производство на топлинна и

електрическа енергия, съобразно планираните ремонтни дейности и очакваните топлинни товари, като се планира топлинната енергия за СН да бъде в размер на **10 913 MWh**. Дружеството посочва, че това количество е с 3 718 MWh по-малко спрямо 2021 г., поради това че не се предвижда експлоатация на енергиен котел № 3 в ТЕЦ Север, което води до редуциране на потреблението на пара за собствени нужди. От началото на отоплителния сезон 2021/2022 г. за покриване на върховия топлинен товар се използват само новоизградени на двете площадки 5 броя водогрейни котли, всеки с номинална топлинна мощност от 19 MW. За базова инсталация ще се използва Когенерацията.

Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи – за тяхното определяне дружеството е направило анализи на изменението на реалните отчетени стойности за последните 8 ценови периода. Технологичните разходи в абонатните станции (АС) са прогнозирани в размер на **9 100 MWh** и съответстват на достигнатото им ниво през последните 6 години. Дружеството планира технологичните разходи на топлинна енергия от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа да бъдат в размер на **17 000 MWh**, а загубите на топлинна енергия от излъчване да бъдат **86 400 MWh**, което представлява намаление с 23 659 MWh спрямо най-добрия постигнат резултат от дружеството през ценовия период 2019/2020 г.

На база направените от дружеството сравнителни анализи на **технологичните разходи по преноса** през предходните години, за новия ценови период се **планира те да бъдат 35,0%** от прогнозното производство на топлинна енергия или 112 200 MWh. В обосновката се посочва, че в справките към заявленията за цени, дружеството отчита всяка година технологични разходи по преноса от 40% и счита, че непризнаването на пълния размер на технологичните разходи на топлинна енергия възпрепятства дружеството да кумулира средства за осъществяване на рехабилитация на топлопреносната мрежа в гр. Пловдив.

Дружеството прогнозира **количеството произведена електрическа енергия Ебр.** да е в размер на **285 650 MWh**, електрическа енергия за собствени нужди на когенерацията да е в размер на **9 520 MWh**, в т. ч. **5 036 MWh** за производство на електрическа енергия и **4 484 MWh** за производство на топлинна енергия. За новия ценови период се предвижда по-продължителен престой за ремонт на Ко-генераторна инсталация в рамките на 25 календарни дни през м. август 2022 г.

Регулаторна база на активите (РБА) – дружеството посочва, че 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 в заявлението за новия ценови период са базирани на одобрените с Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г., като към тях са добавени придобитите за периода и са извадени отписаните активи и амортизационните отчисления. Основни позиции са производствените централи (Когенерационна централа, ТЕЦ „Север“, ОЦ „Юг“) и топлопреносната мрежа с всички прилежащи ѝ компоненти (тръбопроводи, АС, измервателни устройства). Активите на производствените централи Нова когенерационна централа и ТЕЦ „Север“ са разпределени в групи според тяхното предназначение и функционалност спрямо това дали служат само за производство на електрическа енергия, само за производство на топлинна енергия или служат за производството и на двата продукта. Стойността на активите за общо производство се разпределя между активите за производство на топлинна енергия и активите за производство на електрическа енергия с „Коефициента за разпределяне на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата“. Коефициентът се калкулира на база постигнати ефективности за електрическата и топлинната енергия и референтните стойности, определени на база Делегирания Регламент (ЕС) 2015/2402 от 12 октомври 2015 г. Активите на отоплителна централа „Юг“ служат само за производство на топлинна енергия. 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 2021 г. съответно в производството 109 849 ч. и в преноса на топлинна енергия 94 704 ч., което показва, че 54% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределят за производство на енергия, а 46% се разпределят за пренос на топлинна енергия.

Необходим оборотен капитал (НОК) – дружеството посочва, че е калкулиран в съответствие с разпоредбата на чл. 9, ал. 10 от НРЦТЕ, 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 **28 648 хил. лв.** Получената сума за НОК се разпределя между производството и преноса на топлинна енергия чрез „Коефициент за разпределение на горивото при комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия“. В калкулацията са включени финансираня на обща стойност **425 хил. лв.** Дружеството е направило изчисление по формула, като за **РБА** е получило **163 230 хил. лв.**

Дружеството посочва, че **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: Българска народна банка и Aswath Damodaran. Дружеството е получило **Безрискова премия – 0,19%**. Въз основа на използваните източници, дружеството посочва, че безлостовият β коефициент за дружествата в енергийния сектор в Европа е **0,55**, а този коефициент, при капиталова структура (50/50) и размер на данъчната ставка 10%, се преобразува в лостов β коефициент със стойност – **0,696**. Дружеството предлага **Пазарна рискова премия** в размер на **5,82%**, която е получена като сбор от стойностите на системния риск (4,24%) и специфичния държавен риск за България (1,58%). След извършените изчисления, дружеството е получило **Норма на възвръщаемост на собствения капитал** в размер на **4,24%**, а **Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал** е в размер на **1,77%** 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 – 4,03%**.

Условно-постоянни разходи

Разходи за амортизации – планирани са в размер на **11 551 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 31.12.2021 г., изчислена съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ. Разходите за амортизация на активите от позиция „Машини, съоръжения и оборудване“ са изчислени за регулаторни цели на база отчетната стойност на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти при 15 г. за активите в производството и 35 г. за активите в преноса на топлинна енергия. Разходите за амортизация се разпределят спрямо съответните активи, от които произхождат, на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и общи разходи за двата продукта. Амортизацията на активите от производствените централи е разпределена съответно според тяхното предназначение и функционалност, спрямо това какъв продукт произвеждат (електрическа, топлинна енергия или и двата вида енергия). Амортизацията на 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 **1 022 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 **4 895 хил. лв.**, която сума е формирана от разходи за заплати и възнаграждения в размер на **3 906 хил. лв.** и начисления, свързани с действащото законодателство в размер на **989 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 **8 040 хил. лв.**, като тези разходи са планирани на база на отчетните разходи през 2021 г., индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 5,0% за периода март 2021 г. – февруари 2022 г. спрямо периода март 2020-февруари 2021 г. Разходите за материали за текущо поддържане са увеличени до 324 хил. лв., като е взето на предвид текущото и очакваното увеличение на цената на металите въз основа на постъпили в дружеството оферти от контрагенти, както и на база проучвания, извършени от служители на дружеството.

Вътрешно-групови разходи, свързани с дейността – планирани са в размер на **3 037 хил. лв.**, като се посочва, че структурата на тези разходи е запазена, така както е била в последното заявление за цени. Планирани са 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 **157 хил. лв.**, като те са получени на база отчетни данни за приходите от услуги, индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 5,0% за периода март 2020-февруари 2021 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.

В резултат на направените прогнози и изчисления, дружеството предлага да бъдат утвърдени **условно-постоянни разходи** в размер на **25 351 хил. лв.**

Променливи разходи – планирани са в размер на 215 392 хил. лв., което е увеличение с 244,8%.

Разходи за материали – дружеството посочва, че се наблюдава увеличение на разходите за материали спрямо базисната 2021 г., като основна тежест има разходът за природен газ. Прогнозните разходи са изчислени с цена на природен газ базирана на сетълмент цени за финансов фючърс за хъб ТТФ към ден на търговия 22.03.2022 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 1 199,66 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 **112 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 **141,52 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 **1 125 хил. лв.**

Дружеството посочва, че в променливите разходи не са прогнозиран разходи за външни услуги.

Разходи за въглеродни емисии са определени като от реално емитираните от инсталациите парникови газове при производството са приспаднати предвидените безплатни квоти и са остойностени с цена на емисиите базирана на фючърс за EUA от EEX към ден на търговия 22.03.2022 г. (Futures Market на EEX). Дружеството посочва, че съгласно разпоредбите на Делегиран Регламент 2019/331 за определяне на валидни за целия Съюз преходни правила за хармонизирано безплатно разпределение на квоти за емисии в съответствие с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕС, **за периода 2021-2025 г. на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД предварително са разпределени общо 79 067 безплатни квоти**, като за **2022 г. са 16 548, а за 2023 г. са 16 185**. За периода 01.07.2022-30.06.2023 г. дружеството прогнозира за закупуване общо за двете централи (ТЕЦ „Север“ и ОЦ „Юг“) 130 147 тона CO₂ квоти, при цена 158,24 лв./тон или **прогнозните разходи възлизат в размер на 20 594 хил. лв.**

Разходи за балансиране по Правила за търговия с електрическа енергия – прогнозираните са в размер на **267 хил. лв.** на база сумарен небаланс в размер на 3,3% от планираните продажби на електрическа енергия, остойностени със среднопретеглените цени за отчетния период 2021 г.

Корекции съгласно чл. 8, ал.10 от НРЦТЕ – в обосновката дружеството е представило извършени изчисления относно корекциите на разходи за природен газ и за CO₂ квоти. Посочва се, че за периода 01.07.2021-30.06.2022 г. **корекцията на разходите за природен газ** е намалена с получените за м. декември 2022 г. и м. януари 2022 г. компенсация в размер на **7 888 хил. лв.**, съгласно решение на Министерски съвет № 93 от 25.02.2022 г. за изменение на Програма за компенсиране на битови клиенти на природен газ и топлофикационни дружества, използващи като основно гориво природен газ, с подпомагане с фиксирана сума на един MWh. Дружеството счита, че няма достатъчно основания за признаването на предвидените компенсация за м. февруари 2022 г. и м. март 2022 г., като съответно те **не са включени в корекцията за природния газ**. Въз основа на направените изчисления, дружеството счита, че следва да му се начисли **корекция по природен газ** в размер на **45 930 хил. лв.**

Въз основа на направената **корекция на разходите за CO₂ квоти**, дружеството е получило **недовзет приход** от CO₂ квоти в размер на **-4 748 хил. лв.**

В обосновката на дружеството е представено изчисление за **корекция по природен газ и за CO₂ квоти за периода 01.07.2020-30.06.2021 г.** Въз основа на направените изчисления, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД счита, че следва допълнително да се коригират разходите за основно гориво – природен газ с **19 хил. лв.**, а тези за въглеродни емисии следва допълнително да се коригират с **-922 хил. лв.**

Дружеството е калкулирало **корекция на необходимите приходи** съгласно формула, като е получило: $H_t = -51\,580$ лв.

В **забележка** се посочва, че в ценообразуващите справки дружеството е **добавяло редове и е променяло формулите**, така че направените корекции да отговарят на съответните им разходи. Използвана е **прогнозна пазарна цена на електрическата енергия** в размер на **429,98 лв./MWh**, планирана на база прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022-30.06.2023 г., базирана на сетълмент цени за финансов фючърс от EEX за Унгария към ден на търговия 22.03.2022 г. и групов коефициент съгласно определения от КЕВР в Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г.

Необходимите годишни приходи на дружеството са изчислени по формулата, съгласно чл. 7 от НРЦТЕ и са в размер на **247 321 хил. лв.**

В Искане, което е като приложение към основното заявление за цени за периода 01.07.2022-30.06.2023 г. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД счита, че поради това, че все още няма въведен единен национален инструмент за финансиране на схемата за задължителни енергийни спестявания и желае да бъде включена сумата от 788 018,96 лв. без ДДС в необходимите приходи на дружеството за годишни индивидуални цели за енергийни спестявания в размер на 0,82 GWh, представляващи необходими годишни приходи за периода 01.01.2021 г. до 30.06.2023 г. за финансиране на мерки при крайните клиенти за повишаване на енергийната ефективност. В тази връзка, в заключение 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 координатор на балансираща група са коригирани от 46 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 46 хил. лв., съгласно т. 1.4 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „Разходи за балансиране по правилата за търговия с електрическа енергия“ са коригирани от 267 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 267 хил. лв., съгласно т. 1.4 от общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 123 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

- разходите за емисии CO₂ са коригирани от 20 594 хил. лв. на 26 163 хил. лв. или с 5 569 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 146 514 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК) за 2021 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 01.07.2022 г. - 30.06.2023 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:

Показател	Дименсия	природен газ	мазут	газъл	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	55,564				
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm ³)	34,3060				
3. Коефициент на окисление:	-	100%				
	knm ³	76 862,00	0,00	0,00	0,00	
емитирани CO ₂ , t		146 514	0.0	0.00	0.0	146 514

Прогнозни емисии CO₂ – 146 514 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 евро/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 146 514 t. = 26 163 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 76 862 knm³.

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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,03% на 4,38% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 115,84 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $0,64 + 2,7 = 3,34$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 119,18 лв./MWh.

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

		Q3				Q4		Q1			Q2				
		46.00		48.27				48.80			39.95			45.76	
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	48,216	47,914	27,673	52,011	60,457	90,742	96,356	76,841	90,198	47,138	49,804	49,602	736,950	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	46.42	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	89.56	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-189.97	-555.81	-647.54	-2,406.54	-2,715.74	-2,452.74	-4,075.85	-2,346.73	-2,927.81	-2,419.10	-6,087.00	-4,962.63	-31,787	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140	89.56	
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	89.56	

2. Корекция по въглеродни емисии

Компенсации за природен газ, лв./MWh

27.03	42.31	30.54	32.47	51.32
-------	-------	-------	-------	-------

Количество, Qe	тона	122,000
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	51.00
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	71.33
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-4,850.97

$$Ht = Qg * (Ц_{nr} - Ц_l) t + Qe * (Ц_{пе} - Ц_{пl}) t \pm Pt - 1$$

=

-36,638.45

По отношение на искането на дружеството по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност през ценовия период 01.07.2022-30.06.2023 г., такива разходи не са признати, предвид на това, че е направена обща оценка, без обосновка и без доказателства дали са извършени тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. 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 направени 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 енергийното предприятие не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 612,44 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 184,98 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 122,80 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода без ДДС за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 121,80 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 192 626,45 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 185 973,45 хил. лв., от които условно-постоянни – 46 129 хил. лв. и променливи – 139 844,45 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 151 805 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,38%
 - Количество електрическа енергия – 276 130 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 260 891 MWh
 - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 15 239 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 208 929 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 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. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 246,96 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 242,27 лв./MWh;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 563,22 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с прогнозна цена на природния газ – 1 245,54 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.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

1. Техничко-икономическите показатели са на база постигнати производствени показатели през предходните няколко години, като разчетът е направен на база оптимално натоварване на основните съоръжения. През месеците юли и август 2022 г. е планиран ремонт на генератора на когенерацията и частичен ремонт на газовата турбина, както и ремонтни дейности по котел-утилизатора. Поради това се очаква занижено производство на електрическа енергия за юли и август 2022 г, като са запазени постигнатите през последните години нива на разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия. За електрическата енергия прогнозната разходна норма за производство е 143,22 гр.у.г./kWh, а за топлинната енергия разходната норма е 143,03 kg.y.g/MWh при постигнати през 2021 г. съответно 148,54 g.y.g./kWh и 139,33 kg.y.g/MWh.

2. Планираните технологични параметри гарантират постигане на критерия за ефективност на работа на централата от 80%. Очакваната ефективност е **81,15%**, колкото е постигнатата ефективност през отчетната 2021 г. Планира се повишаване на произведената и реализираната електрическа енергия със запазване на нивото на собствените нужди на електроенергия. Произведената електроенергия се планира да бъде **310 150 MWh** или с увеличение с **13 905 MWh** спрямо отчетната година, а собствените нужди да бъдат **25 150 MWh** без закупена електроенергия през периода, или **8,11%** от произведената електрическа енергия. Като причина за планираното увеличение се посочва, че изминалата 2021 г. се отличава със значително по-високи от нормалното температури на околната среда през зимните месеци, както и извършените аварийни ремонти на котел-утилизатора и генератора през месеците август, септември и октомври 2021 г.

3. Предвижда се запазване на количествата топлинна енергия за реализация с топлоносител гореща вода на нивото на отчетеното през 2021 г., както и незначително намаление на количеството топлинна енергия с топлоносител пара до 33 400 MWh.

4. При тези допускания, **разходът на природен газ** е планиран да бъде **95 380 knm³** или увеличение с 1,4%, без използване на резервно гориво-мазут. Цената на природния газ за предстоящия ценови период е изчислена с помощта на Приложение № 2, като са използвани актуални към 31 март 2022 г. цена на газа от 113,73 лв/MWh, цена за пренос – 0,6963 лв./MWh и цена за капацитет на „Топлофикация-Плевен“ АД в размер на 2,83 лв/MWh, утвърдената с Решение № Ц-26/01.07.2021 г.

5. Емисиите на парникови газове за цялото производство са пресметнати на базата на последната инвентаризация на емисии като са използвани актуалните данни за емисионния фактор и коефициента на окисление. Количеството емисии за новия ценови период е **181 812 t. CO₂** и е остойностено с прогнозна цена на CO₂ емисиите от 75 EUR/t.

6. **Недовзетият приход за отчетния период** е изчислен, съгласно чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ, в размер на **45 590 хил. лв.**, като се посочва, че **са взети предвид компенсациите за цените на природния газ** за м. декември 2021 г., м. януари, м. февруари и м. март 2022 г., утвърдени с Решение на Министерски съвет.

7. **Необходимите годишни приходи** са изчислени при спазване Указания-НВ, приети с решение по т. 2 от протокол № 30/24.02.2014 г. на КЕВР.

8. Изчисленията на **прогнозните разходи** са съобразени с достигнатите нива на приходи и разходи през 2021 г., особеностите на режимите и схемите на работа на съоръженията, концепцията за развитие на дружеството през следващата година, обективните тенденции в макроикономически аспект и настъпилите промени в законодателството. 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.

9. **Разходите за застраховки** са планирани в размер на **106 хил. лв.** при отчетени за 2021 г. в размер на **82 хил. лв.**, съгласно действително изплатени суми по сключените

застрахователни договори по имуществена застраховка, застраховка авария на новата мощност, задължителните застраховки „Гражданска отговорност“ и „Каско“ на МПС и „Обща гражданска отговорност на персонала“.

10. **Разходите за амортизация** са представени в съответствие със Счетоводния амортизационен план на дружеството и действително отчетените за 2021 г.

11. **Променливите разходи**, в частта за гориво природен газ, са изчислени, съгласно Приложение № 2. Получена е осреднена цена на природния газ в размер на 117,96 лв./MWh, с включен капацитет и разход за съхранение по Договор в Чирен. Разходите за гориво в отчетния период за 2021 г. са **55 122 хил. лв.**, като са приспаднати компенсациите по РМС № 31 за декември 2021 г. в размер на 3 116 хил. лв.

12. **Разходите за закупена енергия** са **773 хил. лв.** през отчетния период, като също са приспаднати компенсациите по РМС в размер на 52 хил. лв. Стойността на тези разходи без компенсациите е **825 хил. лв.**

13. **Разходите за заплати** са прогнозирани в размер на **5 040 хил. лв.**, като е посочено, че индексът на потребителските цени за м. февруари 2022 г. спрямо м. януари 2022 г. е 101,4%, т.е. **месечната инфлация е 1,4%**, инфлацията от началото на годината (февруари 2022 г. спрямо декември 2021 г.) е **2,9%**, а годишната инфлация за февруари 2022 г. спрямо февруари 2021 г. е **10,0%**. Месечната средна работна заплата в отрасъл „Енергетика“ за 2021 г., съгласно данни на НСИ, е 2 237 лв., а за дружеството е 1 644 лв., което е с 36% изоставане. От март 2022 г. е предвидено индексирание на заплатите на служителите. Освен гореописаните причини, като довод се посочва и трудното задържане на квалифицирани кадри в дружеството.

14. **Разходите за ремонт** са прогнозирани в размер на **5 011 хил. лв.**, при отчетени за 2021 г. 4 072 хил. лв. и за отчетния ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. – 5 096 хил. лв. Дружеството посочва, че за да се намали риска от аварийност се извършват най-неотложните ремонти, като има значителен недостиг на средства. 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 **инвестиционната програма** са предвидени средства за реконструкция на ПГ 4 в ниско емисионен котел и завършване на проект за изграждане на заместваща мощност. Планира се да се извърши рехабилитация на топлофикационни отклонения и да се изградят нови такива за включване на нови абонати. Към заявлението за цени са представени ремонтни и инвестиционни програми за новия ценови период, както и отчет за 2021 г. и за периода 01.07.2021-31.03.2022 г. с прогноза до края на текущия ценови период – 30.06.2022 г.

15. **Нормата на възвращаемост на капитала е 4,91%**, като се отбелязва, че ставката за възвращаемост на собствения капитал е силно занижена и затруднява не само по-нататъшното инвестиране от страна на дружеството, но и текущите разплащания към доставчици, в частност към „Булгаргаз“ ЕАД.

16. При изчисленията, дружеството е използвало фиксиран **коэффициент за разпределение на горивото в производството – 0,4**.

17. **Оборотният капитал** е определен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходите за амортизации.

18. Получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения за отчетния период са в размер на 80 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 68 MW.

Образуване на цените:

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 5 040 хил. лв. на 4 812 хил. лв. или с 228 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г., увеличена допълнително с

15%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки са коригирани от 987 хил. лв. на 957 хил. лв. или с 30 хил. лв., в съответствие с корекцията на разходите за заплати и с т. 1.3 от общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 80 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 26 670 хил. лв. на 32 466 хил. лв. или със 5 796 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 181 812,6 t. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 евро/t., съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 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 01.07.2022 г. - 30.06.2023 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:

Показател	Дименсия	природен газ	мазут	газъл	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	55,5644	0,00	0,00	0,00	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm ³)	34,3060	0,00	0,00	0,00	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	0,00	0,00	0,00	
4. Количество	knm ³	95 380,000	0,00	0,00	0,00	
емитирани CO ₂ , t	t	181 812,6	0,0	0,00	0,0	181 812,6

Прогнозни емисии CO₂ – 181 812,6 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 евро/t (178,57 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t X 181 812,6 t. = 32 466 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 95 380 knm³.

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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,91% на 4,87% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 115,80 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,7 + 2,83 = 3,53 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 119,33 лв./MWh.

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

1. Корекция по природен газ

		Q3				Q4		Q1			Q2						
		46.00				48.27		48.80			39.95			45.76			
		2021/2022															
		Отчетни данни															
месец		07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:			
Количество, Qg	MWh	49,609	31,137	61,219	63,330	121,383	148,509	156,214	126,660	113,994	68,608	65,441	63,330	1,069,433			
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	46.63			
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	90.03			
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-195.46	-361.19	-1,432.52	-2,930.28	-5,452.50	-4,014.19	-6,607.85	-3,868.20	-3,700.25	-3,520.94	-7,998.20	-6,336.17	-46,418			
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140	90.03			
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	90.03			

2. Корекция по въглеродни емисии

Компенсации за природен газ, лв./MWh

27.03	42.31	30.54	32.47	51.32
-------	-------	-------	-------	-------

Количество, Qe	тона	161,000
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51.00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	71.23
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-6,370.20

$$Ht = Qg * (Цпг - Цпl) + Qe * (Цпе - Цпl) - Pt - 1 = -52,787.94$$

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация – Плевен“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 702,69 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 275,23 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 129,46 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 141,77 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 231 022 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 228 588 хил. лв., от които условно-постоянни – 16 319 хил. лв. и променливи – 212 269 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 49 949 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,87%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 285 000 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 201 000 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 33 400 MWh.

4. „Топлофикация - Бургас“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-13-4 от 01.04.2022 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. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 231,29 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 508,74 лв./MWh.

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

- природен газ – 1 237,84 лв./km³;
- друг вид гориво (биомаса) – 207,00 лв./т при долна работна калоричност – 4 145 kcal/kg.

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

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

1. Прогнозните разходи са определени като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2021-30.06.2022 г. и отчетните за 2021 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 (УПР) 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 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 2021 г. От общия размер 1 465 хил. лв., 985 хил. лв. е за електрическа енергия, а за топлинна енергия е разпределен на

териториален принцип по направления „Производство“ – 357 хил. лв. и „Пренос“ – 52 хил. лв. Амортизациите, начислявани върху ДА общи за двата продукта, са в размер на 81 хил. лв.

3. Разходите за ремонт, посочени в УПР, са в размер на 2 592 хил. лв., в т. ч. 2 416 хил. лв. в направление „Производство“ и 176 хил. лв. в направление „Пренос“. От начислените към направление „Производство“ разходи за ремонт – 2 026 хил. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 310 хил. лв. за топлинна енергия, а 80 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 163 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 100 служителя) и 5 човека Съвет на директори са в размер на 2 728 хил. лв. и 1 285 хил. лв. за дейността „Пренос на топлинна енергия“ (за 63 служителя) или общо за дружеството планираните средства за заплати и възнаграждения възлизат в размер на 4 013 хил. лв.

5. Общият прогнозен размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, е в размер на 17 721 хил. лв. при 1 150 хил. лв. по отчет за 2021 г. или увеличение с 16 571 хил. лв. Дружеството посочва, че всички позиции на разходите са определяни на база достигнатия им размер през отчетната 2021 г., като увеличение се наблюдава в позицията, отчитаща разликата между прогнозната и отчетна цена, съгласно чл. 24 от НРЦЕЕ.

6. Не се планират приходи от присъединяване и от топлоносител, тъй като няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти, както и за ползване на топлоносител. През 2021 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 1 237,84 лв./хnm³ 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 втората половина от новия регулаторен период 2022/2023 г., с което се обясняват отклоненията в планираните производствени показатели в ИКПТЕЕ през новия регулаторен период спрямо отчетната 2021 г.

СРУГ за електрическа енергия от комбинирано производство е планиран в размер на 89,29 g/kWhe при отчетна стойност на показателя 85,90 g/kWhe за 2021 г., или с 3,39% по-висок. СРУГ за топлинна енергия от комбинирано производство е планиран в размер на 199,27 kg/MWh_{th} при отчетна стойност на показателя 200,65 kg/MWh_{th} за 2021 г., или с 1,38% по-нисък. Посочва се, че тези показатели осигуряват цялото количество произведена електрическа енергия като комбинирано с обща ефективност 82,75% и икономия на гориво в размер на 22,80%, определени на база планираните количества произведена топлинна и електрическа енергия. СРУГ за топлинна енергия от разделно производство е разчетен в размер на 156,15 kg/MWh_{th} с обща ефективност 78,70% при отчетните стойности на показателите за 2021 г., съответно 156,96 kg/MWh_{th} и 78,30%.

8. Разходът за вода за подпитка в натурално изражение е приет в размер на 9,9 m³/h или **48 305 лв.** за новия ценови период. Разходите за вода за технологични нужди са изчислени при стойност 0,123 m³/MWh_{th} или **47 125 лв.** За битови нужди се използва питейна вода от „Водоснабдяване и канализация“ ЕАД, гр Бургас при цена 2,476 лв./m³ или прогнозен разход в размер на **7 953 лв.** при разходна норма на водата за битови нужди на ден – 8,8 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 109 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 **407 хил. лв.** и са формирани от количеството електрическа енергия предназначено за абонатните станции и разходите за достъп до електроразпределителната мрежа, на база сключени договори с „Гранд Енерджи Дистрибушън“ ЕООД и „Номад енерджи къмпани“ ЕООД. Приетият от дружеството разход на електрическа енергия за 1 MWh_{th} реализирана топлинна енергия е 8,51 kWh/MWh_{th}.

10. Разходите за консумативи са планирани в общ размер на **595 хил. лв.** при отчетени за 2021 г. в размер на 396 хил. лв. Те включват разходи за: солен разтвор, 20% натриева основа, разход на масло (изгаряно от двигателите и разход на масло за подмяна), за запалителни свещи и др. химикали и консумативи.

11. Разходите за външни услуги са планирани в общ размер на **3 872 хил. лв.** при отчетени за 2021 г. в размер на 2 019 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:

- 2022 г. – 8 083 t.CO₂ за топлинна и 0 t.CO₂ за електрическа енергия;
- 2023 г. – 7 869 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 2021 г. е в размер **56 254 t. CO₂** и е изчислено с формуляра за Докладване на годишни емисии на ИАОС.

Дружеството посочва, че за 2021 г. е получило **8 296 безплатни квоти** за топлоенергия по чл. 10а от Директивата, докато определените за 2022 г. в размер на 8 083 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 (56 254 – (8 296+0)), , което е в размер на **47 958 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 – **60 135 t.CO₂**, и безплатно количество за 2022 г. в размер на **8 083 t.CO₂**, при което дружеството е получило **52 052 t.CO₂**, което представлява недостиг на CO₂ квоти, които дружеството ще трябва да закупи. Използвана е прогнозна цена на CO₂ квоти в размер на 70 евро/t.CO₂ или прогнозен разход **7 126 340 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 31.12.2021 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 300 хил. лв., тази за „Производство на топлинна и електрическа енергия“ в размер на 9 735 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 31.12.2021 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 средно претеглената 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 13 509 хил. лв. и средно-претеглена лихва 4,35%. 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 **191 506 MWh_{th}** и топлинната енергия за собствени нужди в размер на **3 378 MWh_{th}**. Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база статистическите данни от 2017 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 +8,02% до -9,89%. Общото количество произведена топлинна енергия в размер на **194 884 MWh_{th}** е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на **191 506 MWh_{th}** и количеството топлинна енергия за собствени нужди в размер **3 378 MWh_{th}**.

Дружеството прогнозира произведена електрическа енергия в размер на **109 873 MWh_e**, при средна електрическа мощност в размер на **2,277 MW_e** на мото-час и **48 246 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 **101 989 MWh_e**, 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 средно аритметичната стойност на същия показател за всички периоди с +26,02% се дължи на предстоящото въвеждане в експлоатация на новото енергийно съоръжение в ИКПТЕЕ през втората половина от новия регулаторен период 2022/2023 г.

Дружеството прогнозира произведена топлинна енергия в размер на **118 105 MWh_{th}**, при средна топлинна мощност в размер на **2,448 MW_e** на мото-час и **48 246 мото-часа** на цялата инсталация за новия регулаторен период.

Планираното количество топлинна енергия, произведена от водогрейната част, е в размер на **76 779 MWh_{th}** и е разлика между общото количество произведена топлинна енергия в размер на 194 884 MWh_{th} и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 118 105 MWh_{th}.

Количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на **136 529 MWh**, които включват топлоенергия за отопление – **64 975 MWh** и топлоенергия за битово-горещо водоснабдяване – **71 554 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 2021/2022 г. Количеството топлинната енергия за отопление се планира в размер **64 975 MWh**, при средна външна температура за отоплителните месеци 7,06°C и обща сума на ден-градусите за годината 2 125. 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 **71 554 MWh_{th}**, като се посочва, че отклонението на това количество за новия регулаторен период спрямо средно аритметичната стойност на същия показател за всички периоди е с +4,07%.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях** е определено на база статистическите данни от 2018 г. с отчитане на текущото състояние на топлопреносната мрежа и външните метеорологични условия и е в размер на **44 840 MWh_{th}**, което е с 1,72% по-високо от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2018 – 2021 г.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции** е в размер на **4 452 MWh_{th}** и е с 0,67% по-високо от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2018 – 2021 г. Определено е на база статистическите данни по години от 2018 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 **5 685 MWh_{th}** и е с -0,63% по-ниско от стойността на показателя за изминалия период. Определено е при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 9,9 m³/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 73°C и 49°C. 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 01.07.2022-30.06.2023 г. е в размер на **54 977 MWh_{th}**. Отклонението на това количество за новия регулаторен период спрямо средно аритметичната стойност на същия показател за всички периоди е +3,25%.

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 **191 506 MWh**.

С писмо с вх. № Е-14-13-1 от 11.05.2022 г. дружеството е представило допълнителна информация, като заявява, че „Топлофикация - Бургас“ АД има сключен договор с „Тибиел“ ЕООД за компенсиране на сезонна неравномерност. Договорът е сключен на 05.04.2022 г. за 1 година, считано от 01.07.2022 г. и е подписан въз основа на План за действие при извънредни ситуации във връзка с чл. 72а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ и съгласно изискванията на чл. 8 и чл. 10 от Регламент 2017/2018 на Европейския парламент и на Съвета от 25.10.2017 г. относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на природен газ. Въз основа на този договор, копие от който е приложен към писмото, дружеството предлага да бъдат включени прогнозни разходи за нагнетяване, добив и поддържане на запасите на природен газ в ПГХ „Чирен“, които възлизат в размер на **277 756,07 лв.** и се дължат на 12 равни месечни вноски.

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 са коригирани от 2 768 хил. лв. на 702 хил. лв. или с 2 066 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г., завишена допълнително с 34,23%, поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2021 г., а именно:

- при отчетена стойност на ремонтните дейности през 2020 г. в размер на 440 хил.лв., планираните ремонти за ценовия период 2021-2022 са в размер на 489 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2021 г. – 523 хил. лв., съгласно представените данни и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 4 013 хил. лв. на 3 813 хил. лв. или с 200 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г., увеличена допълнително с

15% , в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки са коригирани от 766 хил. лв. на 716 хил. лв. или с 50 хил. лв., в съответствие с корекцията на разходите за заплати и с т. 1.3 от общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 5,196 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

- включени допълнително в разходите сумата от 277,756 хил.лв. по сключен и представен договор с „ТИБИЕЛ“ ЕООД за компенсиране на сезонната неравномерност в консумацията на природен газ съгласно писмо с Вх. № Е-14-13-1 от 11.05.2022 г.

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 7 126 хил. лв. на 9 295 хил. лв. или със 2 169 хил. лв., като изчислените от дружеството количества през новия ценови период в размер на 52 052 t. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 евро/t., съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 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 01.07.2022 г. - 30.06.2023 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 – 52 052 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 евро/t (178,57 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t X 52 052 t = 9 295 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са **31 547 knm³** и **15 673 т** 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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,91% на 4,41%, в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 115,34 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,89+2,7 = 3,59 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 118,93 лв./MWh.

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

1. Корекция по природен газ															
		Q3			Q4			Q1			Q2				
		46.00			48.27			48.80			39.95			45.76	
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	19,646	19,765	19,277	21,253	24,797	32,658	34,393	29,350	40,492	35,088	26,501	24,270	327,490	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	45.85	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	91.26	
на двзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-77.41	-229.28	-451.09	-983.36	-1,113.90	-882.74	-1,454.84	-896.34	-1,314.36	-1,800.71	-3,238.95	-2,428.18	-14,871	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140	91.26	
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	91.26	
2. Корекция по въглеродни емисии															
Компенсации за природен газ, лв./MWh						27.03	42.31	30.54	32.47	51.32					
Количество, Qe	тона	47,958													
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	51.00													
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	71.23													
на двзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-1,897.53													
$H_t=Q_g*(C_{пг}-C_l)t+Q_e*(C_{пе}-C_{пл})t\pm Pt-1$														=	-16,768.66

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация - Бургас“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 653,64 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 226,18 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 125,02 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 83 439,66 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 82 430,66 хил. лв., от които условно-постоянни – 8 131 хил. лв. и променливи – 74 299,66 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 22 916 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,41%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 101 989 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 136 529 MWh.

5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-53-5 от 04.04.2022 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. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 212,73 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 802,40 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ – 1 808,57 лв./knm³, без ДДС.

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е приложило документи, съгласно подробен опис към заявлението. Към него е приложен неаудитиран финансов отчет за 2021 г., като е направено уточнението, че аудитиран ГФО ще бъде предоставен допълнително.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

Дружеството е представило подробна информация за „Исходна ситуация и нормативни основания за подаване на заявление за определяне на цените за регулаторен период от 01.07.2022 г.“, в която се коментират: нормата на възвръщаемост на капитала, регулаторна база на активите, планираните продажби на топлинна енергия, размер на технологичните разходи, планирани продажби на електрическата енергия, прогнозните цени на природния газ и на въглеродните емисии, цените за достъпи пренос през газопреносната мрежа, оборотния капитал и др.

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

Възвръщаемостта на регулаторната база на активите следва концепцията за среднопретеглената цена на капитала.

Стандартната методология за изчисляване на среднопретеглената цена на капитала отчита цената на собствения капитал и цената на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура на дружеството.

Дружеството посочва, че нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане е изчислена по формула, съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ. За изчисляване на цената на собствения капитал, дружеството е приложило международно приет модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Asset Pricing Model – CAPM),

съгласно който нормата на възвращаемост е определена по следната формула: $HVCK = \text{Безрискова премия} + \beta_e * \text{Пазарна рискова премия}$.

Безрисковата премия е в размер на 0,2591%. За нейното определяне е приет дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, среднопретеглен за последния 12-месечен период от март 2021 г. – февруари 2022 г. по данни на БНБ.

Дружеството е използвало информация, публикувана в сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business, актуална към 05.01.2022 г., от където е получило, че безлостовият отраслов β коефициент за 2022 г. по отношение на дружествата в електроенергийния сектор е в размер на 0,55. При капиталова структура от 150,09% и размер на данъчната ставка 10%, безлостовият отраслов β коефициент е преобразуван в лостов β коефициент, със стойност 1,287.

По отношение на пазарната рискова премия, дружеството посочва, че съгласно публикациите на Aswath Damodaran, актуализирани към 01.01.2022 г., същият препоръчва стойност от 4,24% за развитите пазари и странови риск за България 1,58%. Сборът от стойностите на системния риск и специфичния странови риск за България представлява **пазарната рискова премия от 5,82%**.

При направените допускания, дружеството е изчислило **норма на възвращаемост на собствения капитал в размер на 7,747%**.

Дружеството е изчислило **норма на възвращаемост на привлечения капитал** в размер на 2,539%, като е приело безрискова премия в размер на 0,259% и рейтингов корпоративен спред 2,280%.

Нормата на възвращаемост на капитала е изчислена от дружеството в размер на **4,97%**, като за пресмятанята са използвани определени параметри: дял на собствения капитал – 40%; дял на привлечения капитал – 60% и корпоративен данък по ЗКПО – 10%, както и норма на възвращаемост на собствения капитал в размер на 7,747%.

За новия регулаторен период условно-постоянните разходи са увеличени с 11,56% (или с 727 хил. лв. спрямо отчета за 2021 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 31.12.2021 г. За новия ценови период се планират в размер на 2 220 хил. лв., което е с 6 хил. лв. повече спрямо отчета за 2021 г.

Разходи за ремонт – планирани са в размер на 1 052 хил. лв. или са с 94 хил. лв. повече спрямо отчета за 2021 г. (+9,8%). 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 (1 740 хил. лв.) и за осигурителни вноски и социални разходи (522 хил. лв.) за бъдещия регулаторен период възлизат на 2 262 хил. лв., като увеличението е 312 хил. лв. спрямо базисната 2021 г. Посочва се, че темпът на нарастване на работните заплати е в пъти по-нисък от очакваната инфлация за регулаторния период. Към дата 31.12.2021 г. списъчният състав на дружеството е 61 от общо 65 човека щатно разписание, като през месец януари на две от позициите са назначени служители.

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са планирани на база отчетените през 2021 г. разходи, индексирани с прогнозна средно годишна инфлация от 8%, 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 Националния статистически институт, актуална към 28.02.2022 г. Посочва се, че за последните 8 месеца от 07.2021 г. до 02.2022 г. инфлацията е 8,4% (3,8% за периода 12.2021 г. – 02.2022 г.), а приведена към 12 месечен период е 12,6%. В

тази връзка, дружеството предвижда увеличение на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в размер на 27,08% (316 хил. лв.), от 1 166 хил. лв. до 1 482 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 419 хил. лв. или разлика спрямо отчета за 2021 г. с 60 хил. лв.; разходи за лицензионни такси в размер на 37 хил. лв. или разлика спрямо отчета за 2021 г. с 23 хил. лв.; такса събрано инкасо в размер на 117 хил. лв. или разлика спрямо отчета за 2021 г. с 42 хил. лв.; Разходи за обучения в размер на 22 хил. лв. или разлика спрямо отчета за 2021 г. с 14 хил. лв.; Отписани вземания от клиенти на топлинна енергия в размер на 105 хил. лв, което е с 59 хил. лв. повече спрямо базовата 2021 г.

Променливи разходи – планирани са в размер на 57 988 хил. лв. или увеличение с 44 799 хил. лв. спрямо отчета за базовата 2021 г. (13 189 хил. лв.)

Разходи за основно гориво – планираният разход на природен газ е в размер на 36 867 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 01.10.2021 г. - 30.09.2022 г.

Разходи за вода – прогнозните разходи за вода са 127 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 запазен до нивото на базовата година.

Разходи за закупена енергия – разходите за закупена електроенергия са в размер на 416 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. Увеличаването им спрямо отчетната 2021 г. със 124 хил. лв. се дължи главно на повишението на цената на електрическата енергия на международните пазари. 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 – планирани са в размер на 33 хил. лв. или с 13 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 – планирани са в размер на 345 хил. лв. или това е увеличение с 56 хил. лв. спрямо базисната 2021 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 296 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 5 546 хил. лв и е получен като произведение на общото количество на дефицита 35 044 t.CO₂, след приспадане на количеството на безплатните квоти, и прогнозна цена 80,91 евро/t.CO₂. Посочва се, че разходът е по-голям спрямо 2021 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, при които от недовзетия приход за природен газ в размер на 15 148 хил. лв. са приспаднати компенсациите за м. декември 2021 г. и м. януари 2022 г. в размер на 2 017 хил. лв., съгласно решение № 31/2022 на МС и е получен **окончателният недовзет приход за природен газ в размер на 13 131 хил. лева**. При изчисленията е получен **недовзет приход от въглеродни емисии** в размер 1 228 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 определените формули в ценообразуващите справки**.

Необходимите годишни приходи са изчислени от дружеството по формулата на чл. 7 от НРЦТЕ и са в размер на **66 737 хил. лв.** или с 46 085 хил. лв. повече спрямо базисната 2021 г. (20 652 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 31.12.2021 г.;
- Вътрешногруповите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията (финансово – административни услуги, правни и корпоративни услуги, човешки ресурси, ИТ 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 2022/2023 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 01.07.2022-30.06.2023 г.

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

Образуване на цените:

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

- разходите за амортизации в производството, които са отнесени пряко към топлинната и електрическа енергия, са допълнително преразпределени в съответствие с количествата произведени продукти и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;
- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 691 хил. лв. на 471 хил. лв. или с 220 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за

амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите в раздел „разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ са коригирани до нивото на отчетените стойности през 2021 г. и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 5 546 хил. лв. на 6 258 хил. лв. или с 712 хил. лв., като изчислените от дружеството количества през новия ценови период в размер на 35 044 t. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 евро/t., съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 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 01.07.2022 г. - 30.06.2023 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 – 35 044 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 евро/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t X 35 044 t. = 6 258 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 20 385 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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,97% на 4,80% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 116,09 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,69+2,84 = 3,53 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 119,62 лв./MWh.

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

1. Корекция по природен газ

		Q3				Q4		Q1			Q2			45.76
		46.00		48.27		48.80			39.95					
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	10,073	9,842	8,891	11,533	19,307	27,771	30,093	25,137	26,037	21,273	10,583	10,077	210,616
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	46.51
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	88.25
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв	-39.69	-114.16	-208.04	-533.61	-867.29	-750.65	-1,272.94	-767.69	-845.15	-1,091.74	-1,293.42	-1,008.21	-8,793
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140	88.25
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	88.25

2. Корекция по въглеродни емисии

Компенсации за природен газ, лв./MWh

27.03	42.31	30.54	32.47	51.32
-------	-------	-------	-------	-------

Количество, Qe	тона	37,665
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51.00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпг	евро/тон	71.23
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	-1,490.26

$$Ht = Qg * (Ц_{пг} - Ц_{пг})_t + Qe * (Ц_{пе} - Ц_{пг})_t \pm Pt - 1 = -10,282.88$$

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 654,55 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 227,09 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 128,43 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 51 459,88 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 49 936,88 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 480 хил. лв. и променливи – 43 456,88 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 31 714 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,80%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 655 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 66 071 MWh.

6. „Топлофикация – Враца“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-06-3 от 31.03.2022 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. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 304,22 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 615,11 лв./MWh.

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

- цена на природен газ – 1 197,48 лв./km³;
- друг вид гориво (ВЕИ) – 310,00 лв./t;

„Топлофикация – Враца“ ЕАД е приложило документи, съгласно опис към заявлението. Към него не са приложени справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2021 г. и копие на действащо комплексно разрешително, така както е указано в т. I.8 и т. II.9 от писмото на КЕВР.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

Условно-постоянни разходи (УПР) – прогнозата е изготвена на база отчетни данни към 31.12.2021 г. Промените в прогнозата са във връзка с променени цени на услуги, резервни части и ремонти, заложи планови и текущи ремонти по ремонтната програма.

Разходи за амортизации са определени на основата на амортизационен план, изготвен в съответствие с очаквания полезен живот съгласно изискванията на МСС. За новия регулаторен период дружеството очаква общият размер на разходите за амортизации минимално да се увеличи в следствие на новопридобити дълготрайни активи през 2021 г.

Разходите за ремонт са прогнозиран на база утвърдена ремонтна програма за ценовия период. Посочва се, че разликата спрямо отчета за предходната година се дължи на следните фактори: предстоящи ремонти на когенератор 1 и когенератор 2 в ТЕЦ „Градска“ и на инсталацията за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в ОЦ „Младост“, съгласно предписанието на производителя; планирани ремонти на турбокомпресорите, съгласно програмата за поддръжка на производителя – АБВ; подмяна на части от топлопреносната мрежа с констатирана висока аварийност. Част от ремонтите на когенераторите ще се извършват със собствени сили и средства, а други ремонти ще се

извършват от „Филтър“ АД въз основа на сключено рамково споразумение.

Посочва се, че дружеството ежегодно изпълнява дейности по отстраняване на аварии по топлопреносната мрежа за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, като през 2021 г. отчетените технологичните разходи по преноса са били 35,61%, основно от излъчване, като за предстоящия ценови период се планират да бъдат в размер на 35,59%.

Разходите за персонала и съответните плащания за осигуровки са прогнозирани на база достигнати разходи през 2021 г. и планирано увеличение, във връзка с промяната на минималната работна заплата за страната и свързаните с това увеличения 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, както и подкрепа и запазване на работещите в дружеството във връзка с променените икономически условия в страната и нарастващата инфлация. Увеличението на разходите за осигурителни вноски е във връзка с увеличените разходи за заплати и възнаграждения. Увеличението на социалните разходи, заложено в прогнозата за 2022 г., е по повод увеличения размер на ваучерите за храна.

Разходите пряко свързани с регулираните дейности за новия ценови период са прогнозирани на база достигнатите разходи по отчет за 2021 г. и съответните корекции във връзка с увеличените цени на горивата, енергията, материалите, резервните части и услугите. Най-голямо увеличение има в разходите за абонаментно поддържане и безплатна храна съгласно нормативен акт. **Прогнозните разходи за абонаментно поддържане** са увеличени с **30 хил. лв.** спрямо отчета за 2021 г., поради увеличените цени на горивата, резервните части и консумативи и материалите от началото на годината. В тези разходи се включват разходите за техническа проверка, инспекция, текущо поддържане и обслужване на съоръженията и специализираната автотранспортна техника. **Прогнозните разходи за безплатна храна** са увеличени спрямо отчета за 2021 г. поради увеличения размер на ваучерите за храна, приет със Закона за държавния бюджет на Република България за 2022 г.

Другите разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, бележат минимални увеличения спрямо отчета за 2021 г., и са както следва:

- **Разходите за гориво** за автотранспорт, работно облекло и канцеларски материали, материали за текущо поддържане са в размер на 28 хил. лв. и спрямо предходната година имат увеличение с 8 хил. лв, което се дължи на увеличените цени на горивата, енергията и материалите от началото на 2022 г.

- **Разходите за материали** за текущо поддържане са завишени с 5 хил. лв. основно поради увеличени цени на металите и резервните части.

- **Разходите за застраховки** са на база действително сключени застрахователни полици. Изменението спрямо 2021 г. е увеличение с **1 хил. лв.**

- **Групата разходи** – пощенски разходи, разходи за противопожарна и въоръжена охрана, експертни, наеми, вода, осветление и отопление, охрана на труда, имат общо увеличение от 12 хил. лв. Главната причина са увеличените цени на горивата, енергията, материалите и консумативите от началото на 2022 г.

- Увеличението на разходите за **експертни и одиторски услуги** са увеличени с 2 хил. лв.

- **Съдебните разходи** са запазени на нивото от 2021 г.

- Разходите за **събрано инкасо** са запазени на нивото от 2021 г. и 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 клиентите и ползва услугите на други фирми.

Променливи разходи

Разходите за гориво за прогнозния период са изчислени на база количество гориво и прогнозна цена на природния газ, с добавка за капацитет и пренос в размер на 113,483 лв./MWh при коефициент на преобразуване 10,552 kWh/m³ или – 1 197,48 лв./1000 nm³ без ДДС.

- **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 топлопроводни и от там намаляване на пробивите, аварията и загубите от изтичане. В тези разходи не 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 121 хил. лв. Основната причина са увеличените цени на горивата и електрическата енергия от началото на 2022 г.

В **разходи за външни услуги** са включени разходите за балансиране и достъп до електроразпределителната мрежа. Планирано е увеличение в размер на 55 хил. лв. спрямо отчета за 2021 г., което се дължи основно на високия ръст на цените на електрическата енергия на енергийната борса.

Регулаторна база на активите са съгласно данните по счетоводния Баланс на „Топлофикация-Враца“ ЕАД към 31.12.2021 г. и е в размер на **14 000 хил. лв.**

Размерът на финансиранятия за дълготрайни активи са съгласно изготвения Баланс към 31 Декември 2021 г.

Размерът на оборотния капитал е определен като 1/8 от признатите годишни разходи за дейността в съответствие с Указания-НВ, поради отрицателната му стойност в ценовия модел.

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, липсата на реално работеща икономика в града и региона, 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 популателната способност на абонатите на дружеството, „Топлофикация-Враца“ ЕАД предлага да бъде запазено равнището на действащата цена на топлинната енергия и през новия ценови период.

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

Образуване на цените:

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

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 160 хил. лв. на 68 хил. лв. или с 92 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 1 937 хил. лв. на 939 хил. лв. или с 998 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г., завишена допълнително с 46%, поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2021 г.

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 7 758 хил. лв. на 7 870 хил. лв. или с 112 хил. лв., като необходимите за дружеството количества през новия ценови период в размер на 44 074,65 t. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 евро/t., съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 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 01.07.2022 г. - 30.06.2023 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:

Показател	Дименсия	природен газ	мазут	газъол	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	55,5644	0,00	0,00	0,00	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm ³)	34,3060	0,00	0,00	0,00	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	0,00	0,00	0,00	
4. Количество	knm ³	23 121,828	0,00	0,00	0,00	
емитирани CO ₂ , t	t	44 074,65	0,00	0,00	0,00	44 074,65

Прогнозни емисии CO₂ – 44 074,65 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 евро/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 44 074,65 t. = 7 870 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 23 121,83 knm³ и 2 030 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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,33% на 4,58% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 116,09 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,69 + 3,92 = 4,61 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 120,70 лв./MWh.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 45 785 MWh (35,59%) на 25 785 MWh (20,05%) или с 20 000 MWh до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

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

1. Корекция по природен газ

		Q3				Q4		Q1			Q2				
		46.00				48.27		48.80			39.95			45.76	
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	14,377	14,467	14,091	19,262	23,036	28,617	30,943	24,457	27,660	20,713	15,302	11,381	244,307	
Цена на пр. газ , Цлг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	46.44	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	88.51	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-56.65	-167.81	-329.72	-891.24	-1,034.77	-773.53	-1,308.88	-746.92	-897.85	-1,063.01	-1,870.26	-1,138.70	-10,279	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140	88.51	
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	88.51	

2. Корекция по въглеродни емисии

Компенсации за природен газ, лв./MWh

27.03 42.31 30.54 32.47 51.32

Количество, Qe	тона	45,151
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	51.00
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цп	евро/тон	71.23
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-1,786.45

$$H_t = Q_g * (C_{pr} - C_l) + Q_e * (C_{pe} - C_{pl}) - Pt - 1 = -12,065.79$$

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация – Враца“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 786,29 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 358,83 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 130,26 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1. и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 57 704,79 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 57 138,79 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 180 хил. лв. и променливи – 50 958,79 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 12 341 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,58%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 56 350 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 102 847 MWh.

7. „Топлофикация-ВТ“ АД, гр. Велико Търново

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-05-5 от 31.03.2022 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. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 464,66 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 673,16 лв./MWh.

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

- цена на природен газ – 1 326,67 лв./ knm^3 ;
- друг вид гориво (ВЕИ) – 310,00 лв./t.

„Топлофикация-ВТ“ АД е приложило документи, съгласно опис към заявлението. Към него е приложен непълен одитиран годишен финансов отчет за 2021 г.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

1. Разходи за амортизации – прогнозиран са в размер на 136 хил. лв., което е увеличение с 20 хил. лв. спрямо отчета за 2021 г. (прогнозни разходи за амортизации в производството на електрическа и топлинна енергия – 87 хил. лв. в т. ч. за производство на електрическа енергия 42 хил. лв., за производство на топлинна енергия – 45 хил. лв. и прогнозни разходи за амортизации на ДА в преноса на топлинна енергия – 49 хил. лв.). Увеличението на разходите за амортизации в производството и преноса се дължи на амортизация на реконструкция на Котел ВК 50 за производство на топлинна енергия и поради подновяване на част от топлопреносната мрежа по първа и втора магистрала. Посочва се, че в прогнозните разходи за амортизации не са включени разходите за амортизации на ДА, предстоящи за въвеждане в действие през ценови период 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г., съгласно т. 31.1., б. „б“ от Указания-НВ. Дружеството посочва, че на консервираните активи не се начисляват амортизации, не се предвижда да се въведат отново в действие през новия ценови период. Дружеството заявява, че други промени в амортизациите не се очакват и не предстои извеждане на активи от употреба през предстоящия ценови период.

2. Разходи за ремонт – планирани са в общ размер на **765 хил. лв.**, в т. ч. за ремонт в производството на електрическа енергия 510 хил. лв., за ремонт в производството на топлинна енергия 120 хил. лв. и общо за двата продукта 50 хил. лв. и за ремонт в преноса на топлинна

енергия са 85 хил. лв.

Представени са подробно разписани **разходи, които са отнесени към електрическата енергия**, както следва: техническо обслужване на газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG, с планирани разходи в размер на **83 хил. лв.**; за техническо обслужване, ремонт и поддръжка на газобутален двигател Wartsila 16V25SG, според техническата спецификация и инструкциите за експлоатация и поддръжка от производителя, дружеството предвижда закупуването на резервни части за обезпечението на плановите и аварийните ремонти, както и материали за поддръжка на утилизатор на димни газове в общ размер на **261 хил. лв.**; за подмяна на моторно, турбинно и генераторно масло и запалителни свещи – Wartsila 16V25SG, дружеството планира разходи в размер на **126 хил. лв.**; разходи за ремонт на електрическите уредби 6 kV, част от инсталацията за високо ефективно комбинирано производство на електрическа енергия, в размер на **5 хил. лв.**; разходи за трансформаторно масло в размер на **5 хил. лв.**, съгласно техническата инструкция за експлоатация на повишаващ трансформатор ABB 6/20 kV, част от инсталацията за високоефективно комбинирано производство с газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG; техническо обслужване на турбокомпресорите ABB VTR-254-11, дружеството планира разходи в размер на **50 хил. лв.**

Разходите отнесени, към производството на топлинна енергия, са пряко свързани с поддържането в добро техническо състояние на основните производствени мощности за генериране на топлинна енергия. Предвидени са разходи за техническо обслужване на парен котел ПТ-10, което включва: частичен ремонт на нагревните повърхности на парния котел, основен ремонт на скарната горивна уредба, ремонт на транспортната лентовата система за подаване на горивото, към котела на обща стойност **40 хил. лв.**; техническо обслужване на водогреен котел Bertsch, което включва: дефектовка на въздуховодите и системата за подаване на въздух за горене, техническо обслужване на два броя въздушни вентилатори и диагностика на горивната уредба, съгласно техническата инструкция на производителя с прогнозни разходи в размер на **60 хил. лв.**;

Към **общите разходи за двата продукта**, дружеството планира да извърши: рехабилитация на топлообменните апарати на когенерационната инсталация, техническо обслужване и ремонт на водна помпа, основен ремонт на маслена помпа, обслужване и ремонт на рециркулационни охлаждащи помин, подмяна на регулираща арматура, обслужване на охладител на двигателното масло, охладител рециркулационна вода и охладител выдох-горене на обща стойност от **20 хил. лв.**; Разходи за техническо обслужване и ремонт на мрежова помпена станция, техническо обслужване на подпитъчни помпи и питателни, подмяна на регулираща арматура, подмяна на топломери в ТЕЦ и др. на обща стойност от **30 хил. лв.**

По отношение на **разходите, отнесени към преноса на топлинна енергия**, дружеството планира да извърши подмяна на: салникови компенсатори с нови компенсатори от линзов тип, спирателна арматура, амортизирани участъци от ТПМ, дефектовка на участъци от ТПМ и дефектирало оборудване в абонатните станции на обща стойност **85 хил. лв.**

Разходите за заплати и възнаграждения за новия ценови период от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г. са прогнозирани в размер на **783 хил. лв.** или с 102 хил. лв. повече спрямо отчетените за 2021 г. в размер на 681 хил. лв. Дружеството посочва, че увеличението се дължи на увеличението на минималната работна заплата с 10,9% и данните за средната месечна заплата на наетите лица по трудови правоотношения за 2020 г. в отрасъла по данни на НСИ.

„Топлофикация-ВТ“ АД заявява, че **средносписъчният брой на персонала към 31.12.2021 г. е 44 работници и служители** и дружеството изпитва затруднения в набирането на квалифициран персонал, поради което с повишаване на възнагражденията се цели приближаването им до тези в сектор „производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразна горива“. Посочва се, че разходите за осигуровки са обвързани с разходите за заплати и възнаграждения за ценовия период, а социални разходи не са прогнозирани.

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са прогнозирани в размер на **6 455 хил. лв.** и включват:

Горивата за транспорт са планирани в размер на **14 хил. лв.**, което е завишение с 4 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2021 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 **36 хил. лв.** или това е увеличение с 16 хил. лв. спрямо отчета за 2021 г. и включват подмяна на резервни части на производственото оборудване и консумативи – масло за когенератора, 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 **56 хил. лв.**, което е с 3 хил. лв. повече спрямо отчетените за 2021 г., като се посочва, че това се дължи на промени в договора за денонощна физическа охрана, във връзка с новия размер на минималната работна заплата за страната.

Разходите за наем на „Газов генераторен комплект № 7 (когенератор) са прогнозирани в размер на 5 027 хил. лв., съгласно Договор за наем с „Топлофикация Бургас“ ЕАД. Също така се посочва, че дружеството има сключен договор за наем с „Номад Енерджи Къмпани“ ЕООД за предоставяне на Телехендер „MANITU“ (телескопичен манипулатор), който се използва за зареждане на биогориво в Котел ПТ-10 и като вътрешнозаводски транспорт.

Дружеството планира „Други разходи“ в размер на **395 хил. лв.**, които са за извършване на техническо обследване и обслужване на мазутно стопанство, дефектовка и поддръжка на мазутно стопанство и спомагателните съоръжения, към него. В т. ч. се предвиждат и разходи за диагностика и настройка на горивните режими на газомазутните горивни инсталации на водогрейните и парни котли с цел осъществяване работата им в режим на резервно гориво, мазут. Предвиждат се разходи за закупуване и съхранение на резервно гориво, мазут в мазутно стопанство за осигуряване на топропроизводството при спиране доставката на основото гориво природен газ. Като причина за тези разходи, дружеството посочва войната в Украйна и предвидените от ЕС нови, допълнителни санкции срещу Руската федерация, както и във връзка със задължението за гарантиране и осигуряване на производството на топлинна енергия през новия отоплителен сезон 2022/2023 г.

Дружеството е направило изчисления на **необходимите годишни приходи** за отчетния период, съгласно чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ, в резултат на което е получило **5 489 хил. лв.**

„Топлофикация-ВТ“ АД посочва, че предоставя ваучери за безплатна храна, съгласно нормативен акт, въз основа на отработените дни за месеца, тъй като в индустриалната зона на града в близост няма заведения и хранителни магазини. Прогнозните разходи за „*безплатна храна*“ за новия ценови период са в размер на **48 хил. лв.**, при 43 хил. лв. за 2021 г.

Дружеството прогнозира **разходи за екология** в размер на **28 хил. лв.**, при отчетени за 2021 г. в размер на 25 хил. лв. Тези разходи включват: такси относно верификация на годишни доклади за емисии на парникови газове и такса за депониране на отпадъци от Котел ПТ-10.

Дружеството посочва, че не са прогнозирани приходи от присъединяване на нови потребители.

Променливите разходи са прогнозирани в размер на **13 950 хил. лв.** при отчетени за 2021 г. в размер на 8 906 хил. лв.

Разходи за вода – за новия ценови период те 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 2021 г. в размер на 162 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 31.12.2021 г. и

годишния лихвен процент. Дружеството е изчислило **средна норма на възвръщаемост на привлечения капитал** в размер на **5,54%**.

Регулаторна база на активите на дружеството – признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2021 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 дълготрайни материални активи; Активи, придобити чрез финансиране – финансирането на ДА е с различен % 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 % 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 са коригирани от 765 хил. лв. на 360 хил. лв. или с 372 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г. и допълнително 22% завишение, в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- допълнителното добавената разходна позиция „Други разходи“ са коригирани от 395 хил.лв. на 0 хил.лв., поради липса на обосновка за тяхната същност и необходимост, съгласно т. 1 от общия подход.

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 2 510 хил. лв. на 2 412 хил. лв. или с 98 хил. лв., като необходимите за дружеството количества през новия ценови период в размер на 13 507 t. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 евро/t., съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 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 01.07.2022 г. - 30.06.2023 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:

Показател	Дименсия	природен газ	мазут	газъл	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	55,5644	0,00	0,00	0,00	

2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm ³)	34,3060	0,00	0,00	0,00	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	0,00	0,00	0,00	
4. Количество	knm ³	7 086,00	0,00	0,00	0,00	
емитирани CO ₂ , t	t	13 507,00	0,00	0,00	0,00	13 507,00

Прогнозни емисии CO₂ – 13 507 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 евро/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 13 507 t. = 2 412 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са **7 113 knm³** и **3 880 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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,47% на 5,26% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 19 333 MWh (46,65%) на 4 133 MWh (10%) или с 15 200 MWh до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

1. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 116,47 лв./MWh;
2. Достъп и пренос по газоразпределителната мрежа (ГРМ) – 10,84937 лв./MWh;
3. Съхранение - 0,80627 лв./MWh;
4. Пренос по газопреносната мрежа (ГПМ) - 0,69108 лв./MWh;
5. Цена за капацитет – 3,143485 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 131,96 лв./MWh

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

1. Корекция по природен газ

		Q3				Q4		Q1			Q2			
		46.00				48.27		48.80			39.95			45.76
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	5,561	274	2,583	4,823	6,284	8,945	9,236	7,939	11,289	6,262	6,262	5,852	75,308
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	46.19
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	92.72
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-21.91	-3.17	-60.44	-223.14	-282.26	-241.79	-390.70	-242.47	-366.43	-321.35	-765.30	-585.48	-3,504
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140	92.72
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	92.72

2. Корекция по въглеродни емисии

Компенсации за природен газ, лв./MWh

27.03	42.31	30.54	32.47	51.32
-------	-------	-------	-------	-------

Количество, Qe	тона	13,330
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51.00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	71.23
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-527.42

$$Ht = Qg * (Цпг - Цl) + Qe * (Цпе - Цпl) \pm Pt - 1 = -4,031.85$$

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация-ВТ“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 817,76 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 390,30 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 156,44 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 20 512,85 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 20 387,85 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 010 хил. лв. и променливи – 18 377,85 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 2 388 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,26%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 17 947 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 37 313 MWh.

8. „Топлофикация-Разград“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-16-5 от 02.04.2022 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 електрическа енергия – 535,12 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 129,33 лв./MWh.

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ – 1 326,18 лв./kNm³ (без ДДС и акциз).

Обосновката на „Топлофикация-Разград“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. е следната:

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 378 хил. лв., разделени в няколко категории: - отнесени пряко към дейността по производство на електрическа енергия – 21 хил. лв.; - отнесени пряко към топлинната енергия – 69 хил. лв. за производство и 95 хил. лв. за пренос; - общи за двата продукта – 193 хил. лв.

Планираната сума за предстоящия регулаторен период не превишава отчетената за 2021 г

2. Разходи за ремонт - дружеството отчита разходи за ремонт на обща стойност 90 хил. лв., разпределени както следва: отнесени към топлинната енергия – за производство – 11 хил. лв.; отнесени към преноса – 36 хил. лв.; Ремонтни и профилактични дейности на инсталацията за комбинирано производство – 10 хил. лв.; Аварийни ремонти на ИКПТЕЕ - 33 хил. лв.; Ремонт на покрив /хидроизолация/ на Котелен цех – 4 хил. лв.

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 се отчита тенденция, свързана с увеличаване на аварийността на ключови за реализиране на лицензионната дейност съоръжения на дружеството – инсталация за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, топлопреносна мрежа, както и енергоизточника, което респективно води до увеличение на разходите за ремонт. Поради липса на финансови средства

за осъществяване на инвестиции през последните години в топлопреносната и разпределителна мрежа, дружеството няма финансов ресурс за подмяна на компрометирани участъци, следствие на което зачестява необходимостта от извършване на аварийни ремонти за отстраняване на възникнали пробиви. Извършена е подмяна на някои помпи и стопански инвентар (аварийни скоби, задвижващи механизми и др.) в абонатните станции. Поради натрупаните загуби за минали години и реализирания отрицателен финансов резултат през 2021 г., не е възможно и заемане на привлечен капитал от външни финансови източници. Планирана е същата сума за разходи за ремонт за предстоящия регулаторен период на стойност **90 хил. лв.**

3. Разходи за заплати и възнаграждения

Дружеството отчита разходи за заплати и възнаграждения в размер на 562 хил. лв.

През последните години дружеството реализира лицензионната си дейност с относително постоянен брой заети лица, като въпреки няколкократното увеличение на размера на минималната работна заплата, не се отчита съществено увеличение на работните заплати. Средната работна заплата в дружеството изостава, както спрямо средната заплата в сектор „Енергетика“, така и спрямо средната заплата в областта, съгласно данни на НСИ. Предвид изложеното за новия регулаторен период е предвидено увеличение на разходите за работни заплати – след увеличението на минималната работна заплата, считано от 01.04.2022 г. и свързаните с това допълнителни плащания на база договорени основни заплати.

4. Начисления свързани с т. 3 по действащото законодателство

Включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.

5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ - горива за автотранспорт – 1 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана същата сума; работно облекло – 2 хил. лв. за предстоящия регулаторен период е планираната сума в размер на 1 хил. лв.; канцеларски материали – 1 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана същата сума; материали за текущо поддържане – 55 хил. лв., от които 52 хил. лв. за производство и 3 хил. лв. за пренос. При отчетените материали за текущо поддържане за 2021 г., основен дял съставляват разходите за материали (резервни части) за извършване на разписаните от производителя на ИКПТЕЕ технически обслужвания на всеки 2 000 работни часа.

През 2021 г. са извършени три броя технически обслужвания, както следва:

- м. януари 2021 г. – извършено техническо обслужване на ИКПТЕЕ на стойност 12 хил. лв.;
- м. юни 2021 г. – извършено техническо обслужване на ИКПТЕЕ на стойност 13 хил. лв.
- м. септември 2021 г. - извършено техническо обслужване на ИКПТЕЕ на стойност 19 хил. лв.

Подменяните при всяко техническо обслужване части са с полезен живот между 2 и 4 хил. работни часа – т. е. с полезен живот, по-малък от една година. Същите се отчитат като материали за текущо обслужване без инвестиционен характер. Планирано е увеличение на материалите за текущо поддържане – 77 хил. лв., спрямо отчетените такива, с приблизително 22 хил. лв. Основното увеличение се дължи на очакваната по-висока стойност на предстоящите технически обслужвания. Същите са определени съобразно режима на работа на ИКПТЕЕ, при достигането на определен брой часове, предписани за съответните технически обслужвания.

Застраховки – включват застраховки на имущество и персонал – 117 хил. лв. Планирани са 121 хил. лв., поради предстоящо подновяване на полицата за Прекъсване на дейността и очаквано завишение на застрахователната премия от страна на застрахователя, при все повече завишен риск от прекъсване на дейността на дружеството и претендиране на обезщетения.

Данъци и такси – 11 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана сума в размер на 21 хил. лв. За региона има увеличение в тарифите на местните данъци и такси, които съставляват основен дял в разходите за данъци.

Пощенски разходи, телефони и абонаменти – 6 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана сума в размер на 4 хил. лв.

Абонаментно поддържане – 83 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана същата сума.

Въоръжена и противопожарна охрана – 13 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана сума в размер на 14 хил. лв., поради очакваното завишение на минималните заплати, с което е свързано изплащането на тези разходи.

Наеми – не са отчетени, както и не са планирани.

Проверка на уреди – 12 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана сума в размер на 15 хил. лв.

Съдебни разходи – не са отчетени такива, касаещи регулираната дейност, както и не са планирани същите. Дружеството заплаща съдебни разноси, които отчита като разходи, които не касаят ценообразуването.

Експертни и одиторски разходи – 2 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана същата сума.

Вода, отопление и осветление – 2 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 – 6 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планираната сума в размер на 7 хил. лв.

Служебни карти и пътувания – не са планирани.

Командировки – 2 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планираната същата сума.

Услуги граждански договори – отчетени 3 хил. лв., планирани 1 хил. лв.

Разходи за публикации – 2 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планираната същата сума.

Изпитания на съоръженията - не са планирани.

Разходи за лицензионни такси – 17 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планираната сума в размер на 17 хил. лв.

Такса събрано инкасо - отчетени 3 хил. лв., планирани 3 хил. лв.

Транспортни услуги – обезпечават лицензионната дейност на дружеството – 70 хил. лв. отчетени. За предстоящия регулаторен период е планираната сума в размер на 75 хил. лв., поради непрекъснато покачване на горивата и връзката им с този вид услуга.

Обучение на персонала – отчетени 3 хил. лв., планирани 5 хил. лв.

Счетоводно обслужване – планирано е на база постигнатите разходи през 2021 г. – 51 хил. лв. отчетени и също толкова планирани.

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 2021 г. – 16 хил. лв. и планирани 14 хил. лв.

Правни услуги – отчетени 6 хил. лв., планирани 10 хил. лв.

Разходи за услуги, вързани с екологията – 1 хил. лв. Планирани са 9 хил. лв., съобразно очакваните одити, свързани с тази дейност.

Други разходи – отчетени 12 хил. лв., планирани 15 хил. лв.

Отчетените през 2021 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 Закона за обществени поръчки и извън приложното поле на закона, свързани с избор на изпълнител на доставка на стоки и услуги; разходи за

медийно обслужване и ПР; разходи за спазване изискванията на регламента за защита на личните данни; други материали, в състава на които са включени малоценни и малотрайни предмети, стопански инвентар и т.н.

6. Разходи, свързани с нерегулираната дейност – планирани са на база постигнатите разходи през 2021 г.

За 2021 г. отчетените разходи, нормативно непризнати за целите на ценообразуването, са в размер на приблизително 418 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 183 хил. лв., разходи за неустойки за забавено плащане по договори в размер на 47 хил. лв., разходи за дялово разпределение в размер на 80 хил. лв., отписани вземания в размер на 13 хил. лв., неустойки - недостиг (небалансирана електрическа енергия) – 35 хил. лв., социални разходи – 27 хил. лв. и др.

7. Приходи от присъединяване и услуги – не са планирани.

8. Приходи от топлоносител – не са планирани.

II. ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

1. Разходи за материали – 4 645 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 – 3 192 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 – 1 356 хил. лв.

Цената на природния газ, утвърдена в Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. на КЕВР за „Топлофикация-Разград“ АД е 61,45 лв. без ДДС, която включва: прогнозна индивидуална цена на природния газ – 47,60 лв./MWh; достъп и пренос по мрежата на ГРД – 11,457 лв./MWh; пренос – 0,46 лв./MWh; достъп – 1,94 лв./MWh. Цените се преизчисляват в лева/хил. m³ чрез прилагане на коефициент за преобразуване, различен за различните месеци.

Разходи за материали за новия регулаторен период – 8 713 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 – 5 795 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 – 2 812 хил. лв.

Цената на природния газ, утвърдена в Решение № Ц-7 от 01.02.2022 г. на КЕВР за „Топлофикация-Разград“ АД е 125,76 лв./MWh, без ДДС, която включва: цена на природния газ на „Булгаргаз“ ЕАД – 109,88 лв./MWh; цена за достъп до ГПМ на „Булгартрансгаз“ ЕАД – 4,8277 лв./MWh; цена за пренос през ГПМ на „Булгартрансгаз“ ЕАД – 0,6963 лв./MWh; цена на „Овергаз Мрежи“ АД за разпределение на природен газ – 9,76 лв./MWh; цена на „Овергаз Мрежи“ АД за снабдяване – 0,60 лв./MWh. Цените са преизчислени в лева/хил. m³ чрез прилагане на коефициент за преобразуване 10,545 kWh/m³.

1.3. Разходи за вода – отчетени 3 хил. лв. Планирана е същата сума.

1.4. Разходи за закупена ел. енергия – 68 хил. лв., от които 26 хил. лв. за производство, 42 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. Планирано е увеличение с около 3%, поради покачващите се пазарни нива на електрическата енергия.

1.5. Консумативи (химикали, реагенти) – отчетени са 26 хил. лв. Планирано е минимално увеличение от 27%, свързано с увеличение на цените на химикалите и реагентите.

2. Разходи за външни услуги – 37 хил. лв. Планирана е същата сума.

3. Акциз на природния газ – формира се на база необходимото количество природен газ

и акцизната ставка върху природния газ – 104 хил. лв. Планираната сума се изчислява върху по-високата цена за доставка на природен газ и съответно се покачва на 118 хил. лв.

4. Акциз на въглищата за производство на топлинна енергия – не е отчетен, не е планиран.

5. Разходи за емисии парникови газове (CO₂) – не са отчетени, не са планирани.

За новия регулаторен период дружеството не планира разходи за закупуване на квоти за емисии на парникови газове. „Топлофикация-Разград“ АД е излязла от Европейската схема за търговия с емисии, следствие отмяната на Разрешително за емисии на парникови газове 33-Н1/2015 г. В тази връзка, е отпаднало задължението на дружеството още през 2020 г. за предаване на квоти на емисии на парникови газове, в размер на изчислените емисии за предходната календарна година.

Дружеството не притежава комплексно разрешително по Закона за опазване на околната среда.

През 2021 г. са отчетени инвестиции в размер на 78 хил. лв. в дълготрайни материали и нематериални активи. Инвестициите са свързани с проект за изграждане на магистрален топлопровод – 3 хил. лв., два проекта за устойчиво развитие на дружеството – 70 хил. лв. и въведени нови съоръжения в абонатни станции – 5 хил. лв. Дружеството не планира разходи за инвестиции и не прилага инвестиционна програма за новия регулаторен период 2022 г. - 2023 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,041 MW.

Образуване на цените:

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 725 хил. лв. на 645 хил. лв. или с 80 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г, увеличена допълнително с 14,77%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,82% на 4,38% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 10 880 MWh (32,63%) на 8 380 MWh (25,13%) или с 2 500 MWh до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

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 отчетения ценови период по данни, представени от дружествата, както следва:

Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

1. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 117,11 лв./MWh;

2. Достъп и пренос по мрежата на ГРД – 11,457 лв./MWh;

3. Пренос – 4,17 лв./MWh;

4. Достъп – 0,69 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 133,43 лв./MWh.

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

		Q3				Q4		Q1			Q2			45.76	
		46.00		48.27		48.80			39.95						
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	1,669	1,686	1,590	3,436	7,935	9,865	10,871	8,827	9,280	4,429	2,214	1,898	63,699	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	47.22	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	87.47	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-6.58	-19.56	-37.20	-158.99	-356.44	-266.65	-459.83	-269.57	-301.22	-227.29	-270.65	-189.90	-2,564	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140	87.47	
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
Цена на пр. газ , ЦпI	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	87.47	

2. Корекция по въглеродни емисии

Компенсации за природен газ, лв./MWh

27.03	42.31	30.54	32.47	51.32
-------	-------	-------	-------	-------

Количество, Qe	тона	
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51.00
Отчетена цена на въглеродни емисии, ЦпI	евро/тон	71.23
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	0.00

$$Ht = Qg * (Ц_{пг} - Ц_I)t + Qe * (Ц_{пе} - Ц_{пI})t \pm Pt - 1 = -2,563.86$$

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация-Разград“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 639,40 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 211,94 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 152,94 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 13 535,86 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 13 320,86 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 805 хил. лв. и променливи – 11 515,86 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 4 915 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,38%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 200 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 24 960 MWh.

9. „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-56-5 от 04.04.2022 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:

- преференциална цена на електрическата енергия от комбинирано производство – 727,63 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 100,03 лв./MWh;

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ 1 400,00 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.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,495 MW.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:
 - разходите в раздел „разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ са коригирани до нивото на отчетените стойности през 2021 г., в съответствие с т. 1.1 от общия подход;
 - разходите за вода и закупена енергия са коригирани до нивото на отчетените стойности през 2021 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;
2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.
3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,92% на 5,25% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 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 отчетения ценови период по данни, представени от дружествата, както следва:

Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството:

1. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 117,08 лв./MWh;
2. Пренос - 0,65 лв./MWh;
- 3 . Достъп - 3,32 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 121,05 лв./MWh.

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

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		46.00			48.27			48.80			39.95			45.76
		2020/2021												
		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	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	47.25
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	140.00	140.00	0.00	0.00	119.43
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0.00	0.00	0.00	0.00	-4.40	-5.95	-9.22	-5.99	-6.17	-9.43	0.00	0.00	-41.2
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140	115.69
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	26.27	-2.59	-162.17	-140.00	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	141.30	81.09	70.00	115.50

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Юлико Евротрейд“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 725,99 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 101,89 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
 - Необходими годишни приходи – 1 694,2 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 657,2 хил. лв., от които условно-постоянни – 723 хил. лв. и променливи – 934,2 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 987 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,25%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 974 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 384 MWh.

10. „Топлофикация Русе“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № № Е-14-09-3 от 01.04.2022 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 електрическа енергия – 534,02 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 161,03 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 145,01 лв./MWh.

С писмо с вх. № Е-14-09-3 от 27.04.2022 г. дружеството е представило допълнителна информация по отношение на цените на използваните горива, като е посочило, че в първоначалното заявление е допусната техническа грешка при формиране на цените на въглищата и биомасата.

Цените на енергия са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на природен газ – 1 925,67 лв./kNm³ при калоричност 8 169 kcal/kg;
- цена на въглища – 507,52 лв./t при калоричност 4 768 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 576,68 лв./t при калоричност 9 778 kcal/kg;
- цена на биогориво – 330,00 лв./t при калоричност 3 914 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка на предложените за изменение цени на топлинната и електрическата енергия за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., както следва:

Производство на електрическа и топлинна енергия

Като базова година при планиране на цените от 01.07.2022 г. са използвани данните от 2021 г., като са актуализирали, 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 2021 г. е била с по-високи температури от предвидените).

2. Увеличено е количеството на високоефективното комбинирано производство на електрическа енергия спрямо отчетеното през 2021 г., в съответствие с очакваното завишение на производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и топлинна енергия с топлоносител водна пара. Очаква се увеличение и на произведената електрическа енергия, поради повишение на собствените нужди с почти 5% в абсолютна стойност (от 20,3% на 25,1% средно за ценовия период), поради въведената в експлоатация в началото на 2022 г. инсталация за почистване на димни газове (ИОДГ – СОИ) в дружеството. През отчетната 2021 г. са

извършвани единични и комплексни изпитания на отделните ѝ съоръжения и подобекти. Приложени са заверени копия на „Разрешения за ползване № СТ-05-59/04.02.2022 г., издадено от Началника на ДНСК, гр. София и Технически паспорт от 24.02.2022 г.

3. Количеството на горивото за новия ценови период е планирано в съответствие с прогнозното увеличение на производството на електрическа и топлинна енергия, при запазване на общата ефективност, отчетена през 2021 г. и съгласно условията на Комплексно разрешително № 46/2005 г.

4. Отделените въглеродни емисии през новия ценови период от 01.07.2022 г. са изчислени в съответствие с количеството и емисионните фактори на горивата за периода 01.01.2021 г. - 30.06.2022 г. Количеството въглеродните квоти, които ще бъдат закупени през новия ценови период, ще е по-голямо от тези за базовия период по следните две причини:

- Нарастване на общото количество отделени емисии, което се дължи от една страна на повишаване на количеството гориво в натурално изражение на по-високия дял на конвенционалните горива в общия микс в сравнение с базисния период;

- За ценовия период 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г. дружеството не е предвидило безплатни квоти за разпределение по чл. 10а и чл. 10в 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 31.03.2022 г. На основата на същия 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 2022 г. и 2023 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 – 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.

Икономически показатели

I. Разходи за основно гориво

Разчетите за цени на електрическа и топлинна енергия са изготвени при цена на въглища, определена както следва:

Очаквани доставки на въглища:

1. През периода от 01.04.2022 г. - 30.06.2022 г.: 22 000 t по доставна цена 270,00 USD/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;

2. През периода 01.07.2022 г. - 31.12.2022 г.: 35 000 t по доставна цена 270,00 USD/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;

3. Необходими количества за обезпечаване на производството за периода 01.01.2023 - 30.06.2023 г.: 60 000 t по доставна цена 270,00 USD/t, с включени транспортни разходи до пристанище Русе, плюс допълнителни разходи за разтоварване и съхранение 12,79 лв./t;

4. По отношение на качеството на основното гориво: „Топлофикация Русе“ АД 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 и единствено от Русия, като за постигане на исканите характеристики се налага предварителна обработка - раздробяване, смесване и хомогенизиране. Всичко гореизброено, допълнено и от факта, че в този географски район 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, който е гарант пред производителите от Русия за своевременното плащане на цената на доставените въглища. Предвид спецификата на въглищата и пазарните условия договорената цена на тон въглища е в размер на 270,00 USD/t. В тази цена се включва цената, заплащана на производителя от „Дайнинг енерджи“ ЕООД, както и всички необходими разходи до пристанище Русе, вкл. транспортни разходи, застраховки и др.

Изчислената цена на въглищата по доставки в рамките на ценовия период по утвърден от КЕВР образец на Справка - Приложение № 2, е 348,36 лв./t.

Цената на въглищата, която „Топлофикация Русе“ АД залага в справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ в ценовия модел за образуване на цените е:

$$348,36 \text{ лв./t} + 12,79 \text{ лв./t} = 361,15 \text{ лв./t, където:}$$

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. - 1,76439 лв./USD.

II. Цена на природния газ:

За целия разглеждан период е приложена цена в размер на 1 925,67 лв./knp³. Цената на природния газ е получена съгласно Приложение № 2 и включва цените за капацитет, достъп и пренос през газопреносната мрежа. Базовата цена е образувана от средната цена от Доклада за откритото заседание на КЕВР, във връзка със заявлението на „Булгаргаз“ ЕАД за цена на природния газ за м. Април 2022 г. (179,36 лв./MWh) и прогнозната цена на природния газ за м. Май 2022 г., която „Булгаргаз“ ЕАД дава в изпълнение на изискванията на чл. 36а от ЗЕ (157,73 лв./MWh).

III. Цената на мазута: за новия ценови период е прогнозирана цена в размер на 1 576,68 лв./т. Приложени са копия на последните получени фактури.

IV. Разходите за купена електрическа енергия: разходите за купена електроенергия за отчетния период възлизат на 1 845 хил. лв. Те се дължат на два фактора - разходи за електроенергия, закупена при престой на централата и балансираща енергия за отклоненията от производствения график. Повечето и по-продължителни аварийни престои през настоящия отоплителен сезон, както и непредвидимите колебания в топлинните товари, са довели до по-голям размер на разходите за купена електроенергия в сравнение с предходни години. По отношение на втория вид - разходи за балансираща енергия, основна роля има отново състоянието на оборудването в съчетание и с цените на балансиращата енергия за недостиг, която за отчетния период отбеляза сериозен ръст.

V. Условно постоянните разходи са прогнозирани при отчитане влиянието на следните фактори:

1. 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 10% ръст в годишната инфлация в края на 2021 г. и началото на 2022 г. и обвързаността и с цената на услугите.

2. Разходите за работна заплата и осигуровки за новия ценови период са завишени спрямо отчетените през 2021 г. с 16%. Планираното завишение е във връзка с изоставането на средната месечна работна заплата в дружеството, която за 2021 г. е в размер на 1 630 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 2021 г. е в размер на 2 237 лв.

3. Разходите за ремонт са планирани на база неотложни потребности от основни ремонти и текуща поддръжка на съоръженията.

4. Разходите за амортизации са изчислени при спазване изискванията на т. 31 и т. 31.1 от Указания-НВ.

5. 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.

6. Относно позиция „Разлика в прогнозни (по Решение № Ц-26/01.07.2021 г.) и отчетени цени за CO₂ емисии“ на ред 5.28 от т. 5 „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“, позовавайки се чл. 24а, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ, „Топлофикация Русе“ АД отчита стойност от 8 445 хил. лв. в повече направени разходи, дължаща се предимно на разликата (8 422 хил. лв.) в прогнозните (по Решение № Ц-26/01.07.2021 г.) и отчетените цени за CO₂ емисии, съответно 51 евро/t и 76,18 евро/t.

7. За позиция „химикали и реагенти“ от променливите разходи са предвидени 820 хил. лв. Съществено влияние върху разходите според дружеството, ще окаже влязлата в експлоатация в началото на 2022 г. инсталация за почистване на димни газове ИОДГ-СОИ, която използва адитив худратна сол.

8. При изчисляване на регулаторната база на активите са спазени изискванията на чл. 30 от Указанията за образуване на цените на топлинната енергия и електрическата енергия.

9. Спазено е указанието за прилагане норма на възвращаемост на собствения капитал в размер, утвърден от КЕВР за предходния ценови период. За изчисляване на цената на собствения капитал за регулаторния период са използвани следните параметри за изчисление: безрискова премия, бета коефициент на активите, пазарна рискова премия.

- бета коефициент на активите $= 0,55 * (1 + (J - 10\%) * 41,99\% / 58,01\%) = 0,91$

- НВск = $0,2584\% + 0,91 * 6,27\% = 5,964\%$

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 5,46%. Дял на собствения капитал - ДСК = 58,01%; Дял на привлечения капитал - ДПК = 41,99%. Данъчна ставка -ДС = 10%. В резултат на изчисленията нормата на възвръщаемост на капитала е 6,13%.

10. Увеличението на съдебните разходи през 2021 г. е във връзка с извършени разходи по съдебни спорове с НЕК ЕАД и Мечел Карбон, в които „Топлофикация Русе“ АД е ответник.

VI. В резултат на извършените изчисления по Справки-приложения от № 1 до № 9 (разчетни данни за 2022 г.- 2023 г.), са прогнозирани **необходимите приходи от дейността в размер на 164 735 хил. лв.**

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 от 4 190 хил. лв. на 3 932 хил. лв. или с 258 хил. лв., 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 от 705 хил. лв. на 653 хил. лв. или с 52 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 5 849 хил. лв. на 5 505 хил. лв. или с 344 хил. лв.,

до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10,7% поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2021 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 8 240 хил. лв. на 7 940 хил. лв. или с 300 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г., завишена допълнително с 15%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски са коригирани от 2 097 хил. лв. на 1 947 хил. лв. или със 150 хил. лв. в съответствие с направената корекция на разходите за заплати и възнаграждения и т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 35 460 хил. лв. на 35 972 хил. лв. или с 512 хил. лв., като необходимите за дружеството количества през новия ценови период в размер на 201 447 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 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 01.07.2022 г. - 30.06.2023 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:

Показател	Дименсия	Вид гориво				Общо
		въглища	мазут	природен газ	карбамид	
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ(t)	91,3710	77,4000	55,5644	0,7300	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000 Nm ³)	19,984	40,000	34,3060		
3. Коефициент на окисление:	-	0,9261	1	1	1	
4. Количество гориво:	t (1000 Nm ³)	89 618,27	2 040,39	22 805,89	156,00	
5. Емисии CO ₂	t	151 543,2	6 317,0	43 472,4	113,9	201 447

Прогнозни емисии CO₂ – 201 447 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 евро/t (178,57 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t X 201 447 t = 35 972 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 22 805,89 km³, 2 040,39 t мазут, 89 618,27 t въглища и 86 804,26 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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,13% на 4,60% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 114,02 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната

мрежа – $0,65 + 3,45 = 4,10$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 118,12 лв./MWh.

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

1. Корекция по природен газ

		Q3				Q4		Q1			Q2			
		46.00				48.27		48.80			39.95			45.76
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	1,188	337	615	0	0	29	0	0	6	0	0	0	2,174
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/M Wh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	46.04
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/M Wh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	57.05
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-4.68	-3.91	-14.39	0.00	0.00	-0.77	0.00	0.00	-0.18	0.00	0.00	0.00	-24
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140	57.05
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/M Wh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	57.05

2. Корекция по въглеродни емисии

Компенсации за природен газ, лв./MWh

27.03	42.31	30.54	32.47	51.32
-------	-------	-------	-------	-------

Количество, Qe	тона	172,332
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51.00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	71.23
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-6,818.56

$$Ht = Qg * (Ц_{пг} - Ц_l)t + Qe * (Ц_{пе} - Ц_{пl})t \pm Pt - 1 = -6,842.49$$

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Русе“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 626,38 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 198,92 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 112,23 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 123,18 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 174 650,49 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 172 295,49 хил. лв., от които условно-постоянни – 28 716 хил. лв. и променливи – 143 579,49 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 51 242 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,60%
 - Електрическа енергия – 221 565 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 220 000 MWh
 - от некомбинирано производство – 1 565 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 030 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 313 395 MWh.

11. „Топлофикация - Перник“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-03-6 от 31.03.2022 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:

- преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 619,79 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 221,94 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 94,17 лв./MWh.

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

- цена на въглища – 134,24 лв./ $t_{н.г.}$ при калоричност 1 982 kcal/kg;
- цена на природен газ – 1289,54 лв./ knm^3 (без ДДС и акциз).

Към заявлението не е представена част от изисканата с писмото на КЕВР информация.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

Прогнозната информация е определена въз основа на базисната 2021 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 (724 176 MWh) през прогнозния период е с 9,37% повече от отчетната година и е в размер на 772 960 MWh

Топлинна енергия с гореща вода:

- 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 52,02%. Прогнозира се през новия регулаторен период те да се намалят до 48,21%.

Основният фактор, пряко влияещ на производството на топлинна енергия с гореща вода, е изпълнението на лицензионната дейност: задоволяване нуждите на потребителите при различни външни температури.

Производство на електрическа енергия.

Цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г. 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 ВЕКП, при $\Delta F \geq 10\%$.

Производството на електрическа енергия през отчетния период възлиза на 261 592 MWh, а за периода 2022-2023 се планира да бъдат произведени 299 232 MWh.

Продадена електрическа енергия.

През отчетната 2021 г. „Топлофикация-Перник“ АД е фактурирала 203 956 MWh. на свободния пазар, от които 186 744 MWh, ВЕКП, компенсирани с премия от фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Общо произведеното нетно количество електроенергия през 2021 г. е в размер на 195 479 MWh. През новия регулаторен период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. количеството електрическа енергия за изкупуване е в размер на 224 268 MWh.

Електрическа енергия за собствено потребление:

Прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствени потребление на „Топлофикация-Перник“ АД през новия ценови период 01.07.2022 г.-30.06.2023 г. са планирани на база отчетните данни през базовата 2021 г.

Електрическа енергия за собствени нужди:

Електрическа енергия за собствени нужди през новия ценови период е 74 964 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 2021 г. възлиза на 3 976 х.лв. за извършване на големи основни ремонти на съоръженията.

През ценови период 07.2021 - 06.2022 г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 1 640 хил. лв. Те са изчислени на база изготвената и одобрена Ремонтна програма на дружеството. Вzeti са под внимание продължителната експлоатация на съоръженията и липсата на средства за реализиране на програмата в пълен размер през предишните регулаторни периоди (Приложение 3).

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 бъдат подменени економайзер и работни колела на ПГ5. Ще бъде направен основен ремонт на ТГ5. За периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. ще се инвестира в ремонт и подмяна на елементи от топлопреносната мрежа с цел намаляване на аварийността и подобряване на услугата към клиентите.

Регулаторна база на активите

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2021 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 79 565 х.лв.

„Топлофикация-Перник“ АД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване.

В съответствие с Указания-НВ в регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв.

Оборотен капитал

Оборотният капитал е определен 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 Раздел II на Указания-НВ.

За ценови период 01.07.2021-30.06.2022 г. оборотният капитал за производство е в размер на 23 758 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 2021 г. е 4,14%.

Условно постоянни разходи

Разходи за амортизации

Съгласно изискванията на т.31.1.б. „б“ от Указания-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 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г. разходите за амортизации са на нивото на 2021 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Разходите за работна заплата и осигуровки за отчетната дейност през 2021 г. възлизат на 11 947 хил. лв, в т. ч. разходи за заплати 9 608 хил. лв. и за осигуровки 2 339 хил. лв. За периода 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г. необходимите разходи са завишени на 11 049 хил. лв. - разходи за заплати и 2 690 хил. лв за осигуровки. Завишението е продиктувано от увеличението на минималната работна заплата от м. 04.2022 г.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите

Условно-постоянните разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, за следващия ценови период са увеличени спрямо отчетната 2021 г. Отразени са в Приложение № 1 Разходи за производство (от Справки № 1-9).

Всички разходи 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 енергии.

Променливи разходи – в променливите разходи се 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. Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е както следва: Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2021 г.

Основно гориво за периода 01.07.2022-30.06.2023 г. – дружеството планира горивният микс за ТЕЦ „Република“ да се състои от: сурови кафяви въглища - определянето на разходите за гориво за ценови период 01.07.2022-30.06.2023 г. е в съответствие с Договор № 102 от 2014 г.

за покупко-продажба на кафяви въглища, доставяни от „Хийт Енерджи“ ЕООД; 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 01.03.2022 г., за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 134,24 лв./т. при калоричност 1 981,8 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 224 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 4 301 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 1 002 хил. лв.

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии;

Разходите за консумативи включват още: сярна киселина монохидрат, натриева основа, хидротан, хидро-хикс, ферихлорид, железен сулфат, тринатриев фосфат, йонообменни смоли, разходи за гориво-смазочни материали за въглеподавателен тракт.

Разходите за новия ценови период са прогнозиран на база отчетени през 2020 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 30.03.2022 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 30.03.2022 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“ (при неизпълнение на това задължение на операторите се налагат санкции в размер 100 евро за всеки тон невърнати квоти на емисии). Законодателството не предвижда изчисление и верифициране на емисии по отделни месеци, тримесечия или други периоди.

Разходи за емисии за 2021 г.

За 2021 г. верифицираните емисии от дейността на дружеството са: 159 738 t. Данните са от 30.03.2022 г.

В срок до 15.04.2022 г. се очаква потвърдително писмо от ИАОС относно приемане на доклада.

Разходи за емисии за периода 01.07.2022-30.06.2023 г. прогнозното количество на закупените емисии ще бъде 449 804 t. при изгорени твърди горива – 521 280 t., природен газ – 26 930 000 m³.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 105 MW.

Образуване на цените:

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

- разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 4 507 хил. лв. на 2 962 хил. лв. или с 1 545 хил. лв., до общото ниво на отчетените стойности през 2021 г. съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 61 583 хил. лв. на 80 320 хил. лв. или с 18 737 хил. лв., като необходимите за дружеството количества през новия ценови период в размер на 449 804 t. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 евро/t., съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за

2021 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 01.07.2022 г. - 30.06.2023 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:

Показател	Дименсия	Вид гориво			Общо
		Природен газ	Въглища/биомаса	Брикети	
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	55,5644	104,25	95,3508	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t (1000 nm ³)	34,3317	7,95	13,3977	
3. Коефициент на окисление:	-	100,00	93,49	97,7587	
4. Количество на горивото:	t. (1000 nm ³)	26,930	488,480	15 769,0	
5. Емисии CO ₂	t	51 372	378 739	19 693,1	449 804

Прогнозни емисии CO₂ – 449 804 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 евро/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 449 804 t. = 80 320 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 26 930 km³, 521 280 t. въглища.

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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,59% на 4,13% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 180 000 MWh (48,21%) на 130 000 MWh (34,82%) или с 50 000 MWh до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 115,53 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,69+7,54 = 8,24 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 123,77 лв./MWh.

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

		Q3				Q4		Q1			Q2			45.76	
		46.00				48.27		48.80			39.95				
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	5,002	0	4,012	5,638	5,736	10,994	9,922	10,218	10,046	8,968	7,913	7,174	85,622	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	45.88	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	94.14	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-19.71	0.00	-93.88	-260.89	-257.66	-297.17	-419.69	-312.05	-326.10	-460.21	-967.07	-717.76	-4,132	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140	94.14	
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	75.30	91.10	79.34	81.26	91.27	162.17	140.00	94.14	

2. Корекция по въглеродни емисии

Компенсации за природен газ, лв./MWh

27.03	42.31	30.54	32.47	51.32
--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Количество, Qe	тона	159,738	159,738	297	420	312	326	460	1,815
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	51.00							
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	71.23							
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-6,320.26							

$$Ht = Qg * (Ц_{пг} - Ц_{пl})t + Qe * (Ц_{пе} - Ц_{пl})t \pm Pt - 1 = -10,452.45$$

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация - Перник“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 647,15 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 219,69 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 124,27 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 63,27 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 200 080,45 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 197 038,45 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 470 хил. лв. и променливи – 173 568,45 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 73 630 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,13%
 - Електрическа енергия – 224 268 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 212 468 MWh
 - от нискоефективно комбинирано производство – 11 800 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 243 400 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 399 560 MWh.

12. „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-07-4 от 01.04.2022 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 електрическа енергия – 473,03 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 114,66 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 134,72 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на въглищата – 310,74 лв./t с калоричност 4 318 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 100,00 лв./t калоричност 9 500 kcal/kg;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 143,00 лв./t с калоричност 3 500 kcal/kg;

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

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. Отчитайки изминаващия сезон 2021 г. – 2022 г., който се характеризира с по-високи температури на въздуха, процесите, свързани с глобалното затопляне, ясно изразено самоограничаване на потреблението от страна на клиентите след оборудване на радиаторите с топлоразпределители, за предстоящия ценови период е прогнозирано намаление на реализираната топлинна енергия с гореща вода спрямо 2021 г. на 107 153 MWh, или с 1 327 MWh по-малко. За 2021 г. продадената топлинна енергия с пара е 123 197 MWh. За предстоящия ценови период прогнозират запазване на общото количество пара, в същия порядък.

Количествата електрическа енергия са резултантни от комбинираното производство при минимално паропроизводство на енергийните котли. Планирано е спиране за ремонт на съоръженията за комбинирано производство в периода 10.06.2023 г. – 30.06.2023 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, хранване на котлите с вода, подаване на варов разтвор към сероочистващата инсталация и др.

Условно-постоянни разходи – предвидените УПР в по-голямата част, в прогнозните данни са увеличени отчетените през 2021 г. разходи с 15%.

Прогнозните разходи за амортизации са съобразени с отчетените през 2021 г., введените в експлоатация съоръжения през същата година, такива с изтекъл амортизационен срок и са запазени в същия размер.

Разходи за заплати: от 01.04.2022 г. с постановление на Министерския съвет минималната заплата за страната е увеличена от 650 лв. на 710 лв. или с 9,2%. Съгласно вътрешните правила на дружеството при промяна на размера на минималната заплата се променят и заплатите на работещите в дружеството. Друга причина, поради която е наложително увеличение на възнаграждението с 15%, е ниското възнаграждение за полагания 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 01.04.2022 г., вследствие увеличението ѝ на 710 лв., е актуализирана и общата сума, заложена в прогнозата за предстоящия ценови период.

Разходите за вода са запазени на нивото на базовата година.

През тази година изтича двугодишния срок за метрологична проверка на част от топломерите в абонатните станции. Предвижда се разходът за тези проверки да възлезе на 20 хил. лв., което е показано в модела, в разходи за проверка на уреди в преноса.

С ремонтната програма за 2021 г. е продължила реализацията на стратегията за минимизиране аварийността на парогенератори, рехабилитация на турбинното и топлофикационно оборудване и възстановяване на спомагателни съоръжения, при спазване изискванията на нормативна база за контрол, експлоатация, ремонт на съоръжения и осигуряване на безопасни и здравословни условия на труд.

Направените разходи за ремонт по основни съоръжения, цехове и направления, са както следва:

На съоръжения за производство на електрическа и топлинна енергия – ремонт на турбоагрегат и турбинно оборудване; ремонт на съоръженията в горивоподаване; ремонти в ел. цех, КИП и А - съоръжения; ремонт на съоръженията към ЕК1 и ЕК2 на обща стойност 997 хил. лв.

Аварийни и планови ремонти по основни топлопреносни магистрали, топлофикационни отклонения и АС на стойност 233 хил. лв.

Извършените мероприятия по съоръженията са за поддържане в изправност, без допускане на отклонения при нормалната работа и без настъпване на промяна в изпълнение на функциите им. Същите нямат характер на модернизация, подобрене, реконструкция и не са разходи с инвестиционен характер.

Въпреки увеличената наработка на съоръженията, недостигът на средства през 2021 г. е причина за частично изпълнение на планираните ремонтни дейности.

За осигуряване на свободен обем на ППС за сгуропепелни маси в размер на 100 000 m³ се изпълнява обществена поръчка с обща първоначална стойност 1 250 хил. лв.

Съгласно Указания-НВ в УПР не са включени разходи, извършвани във връзка с приходи от присъединяване, услуги, разходи за придобиване на дълготрайни материални активи, и др.

В регулаторната база на активите са включени само тези активи, които са свързани с изпълнението на лицензионните дейности. Не са включени активи, които са свързани със социални разходи и др.

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 - през изминалата година са настъпили значими промени в добива и пазарите на горивата, които са довели до затруднения в доставките от месец август на 2021 г. За осигуряване на производствените нужди, на дружеството се е наложило да променият горивния микс, като започват използването на горива с по-добри качествени показатели. Повишените изисквания към използваното българско гориво, което се доставя вече с по-висока калоричност. За постигане на оптимални резултати, в производствената програма, предвидените горива-въглища, са в съотношение 1:1 между вносни и българско производство. Доставната цена на българските въглища с подобрени качествени показатели е 320 лв./t. Цената на придобиване на вносните въглища до склада на „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД е 460 лв./t без ДДС и е изчислена при цена 250 USD/t., курс на долара 1,78 лв. и 15 лв./t. транспортни разходи от пристанище Бургас. Средната цена на микса от гориво въглища е показана в ценовия модел.

Включените в производствената програма видове и количества горива са в съответствие с комплексното разрешително на дружеството, приложено към заявлението за утвърждаване на цените.

Изпълнявайки изискванията за постигане на екологични изисквания за допустими норми на отделяне на серен диоксид, през ценовия период 2022 г.- 2023 г. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД ще използва хидратна вар за газоочистващата инсталация в размер на 3 340 хил. лв. Завишението спрямо отчетната 2021 г. е продиктувано от технологичната необходимост за изпълнение на намалените норми за серен диоксид от 400 mg/m³ на 360 mg/m³, и повишена цена на хидратната вар, която от 126 лв./t достигна 253 лв./t. Дρασичните увеличения на материалите засегна и използваните при химична обработка сурова вода, химикали и реагенти. Доставните цени при тях са повишени с 50% до 120%. Предвиждат общият разход по тази позиция да бъде 140 хил. лв., което е завишение с 60 хил. лв. спрямо отчетната 2021 г.

Завишение на прогнозната сума на разхода за вода за технологични нужди е породено от по-големия брой работни часове на съоръженията за предстоящия ценови период спрямо 2021 г. и съответства на режима на работа на газоочистващата инсталация, необходимата вода за технологични нужди за храняване на парогенераторите, производство на пара с последващо преобразуване в електрическа и топлинна енергия при комбинирания цикъл, и за допълване на топлопреносната мрежа.

Вследствие включените АС 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.

Независимо, че дружеството полага усилия в намаляване на разходите за емисии парникови газове чрез използване на алтернативни горива, поради драстично увеличените цени на квотите, разходът за закупуването им нараства значително. Дружеството не разполага с безплатни квоти и предвижда да закупи цялото емитирано количество. 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 2021 г. Прогнозният брой квоти за следващия ценови период 2022 г. – 2023 г. е показан в Справка № 4 в ценовия електронен модел и справка за емисии парникови газове. Разходът за закупуването им е изчислен при цена 70 евро/t.

За 2021 г. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД е изпълнило задължението си за осигуряване на необходимите количества квоти емисии, като е закупило такива на обща стойност 6 303 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 30 MW.

Образуване на цените:

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

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 263 хил. лв. на 241 хил. лв. или с 22 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 2 655 хил. лв. на 1 600 хил. лв. или с 1 055 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г., завишена с 30%, поради наличие на мотивирана обосновка, съгласно изискванията на общия подход и наличие на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2021 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 26 375 хил. лв. на 24 071 хил. лв. или с 2 665 хил. лв., като необходимите за дружеството количества през новия ценови период в размер на 134 800,21 t. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 евро/t., съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 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 01.07.2022 г. - 30.06.2023 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:

Показател	Дименсия	Въглища	ВЕИ	Мазут	ОБЩО
1. Емисионен фактор:	t.CO ₂ /TJ	88,73		77,4	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t. (1000 nm ³)	14,07		42,00	
3. Коефициент на окисление:	-	94,25		100	
4. Количество гориво:	t. (1000 nm ³)	113 900	25,453	240	
5. Емисии CO ₂	t.	134 020,01	0	780,192	134 800,21

Прогнозни емисии CO₂ – 134 800,21 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 евро/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 134 800,21 t. = 24 071 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 240 t. мазут, 113 900 t. въглища и 25 452,81 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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,27% на 5,26% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

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

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	70,831
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51.00
Отчетена цена на въглеродни емисии, ЦII	евро/тон	71.23
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-2,802.53

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 532,99 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 105,53 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 109,10 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 102,24 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 95 118,53 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 93 554,53 хил. лв., от които условно-постоянни – 15 223 хил. лв. и променливи – 78 331,53 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 29 748 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,26%
 - Електрическа енергия – 133 007 MWh
 - от високоефективно комбинирано производство – 130 507 MWh
 - от нискоефективно производство – 2 500 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 107 153 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 123 140 MWh.

13. „Топлофикация - Габрово“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-11-4 от 01.04.2022 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:

- Преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 576,33 лв./MWh;
- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 305,52 лв./MWh.

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

- въглища – 238,00 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 – 284,31 лв./t при калоричност – 2 450 kcal/kg.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

I. Справка № 1 – Разходи

Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г. са определени, като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2021-30.06.2022 г. и отчетните за 2021 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през прогнозния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

1.1. Разходи за амортизации – дълготрайните активи (ДА) се амортизират, съгласно прилаганата в дружеството счетоводна политика и счетоводния амортизационен план. Разходите за амортизации на ДА са изчислени, съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизация са включени 810 хил. лв. От тях 795 хил. лв са амортизации за производство и 15 хил. лв. за пренос. Разходите за амортизация за производство са разпределени по следния начин: 125 хил. лв. за електрическа енергия и 670 хил. лв. общо за двата продукта.

1.2. Разходите за ремонт – те са в размер на 399 хил. лв., в това число 339 хил. лв. в направление „Производство“ и 60 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 от 1 147 хил. лв. на 1 262 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 2021 г. е 492 хил. лв., а прогнозните за новия ценови период са 644 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 01.07.2022 г. не са планирани приходи от присъединяване, тъй като до момента няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти, както и през 2021 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 1 750 t. черни въглища с долна топлина на изгаряне средно 4 200 kcal/kg. Прогнозната цена на въглищата е 238 лв./t и включва 219 лв./t натурално гориво и 19 лв./t транспортни разходи по дестинацията Свищов-Габрово.

- **Цена на основното гориво – биомаса** – през прогнозния период се предвижда работа на котела на биомаса с общо количество гориво 20 750 t. в съотношение дървесен чипс 12 870 t. с долна топлина на изгаряне 2 039 kcal/kg и пелети от слънчогледова люспа 7 880 t. с долна топлина на изгаряне 3 200 kcal/kg. Средната калоричност на микса горива е 2 450 kcal/kg.

1.6.2. Разходи за закупена електроенергия – разходите за електрическа енергия се формират от количеството електрическа енергия, предназначено за АС 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 33 хил. лв. спрямо отчетната 2021 г., поради нарасналата необходимост от наемане на външни фирми за периодично почистване на ЕПГ8 от облагания на 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 ЕПГ2. Дружеството посочва, че за новия ценови период при изгарянето на планираните 1 750 t. въглища прогнозното количество емитирани емисии ще бъде 2 900 t. CO₂. Към 31.03.2022 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 31.12.2021 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 31.12.2021 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 31.12.2021 г., като не включва текущия финансов резултат. Нормата на възвращаемост на собствения капитал е в размер на 7,00%. 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 2021 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 46 990 MWh, от което 37 028 MWh е топлинната енергия с гореща вода, отпусната към преноса и 9 962 MWh топлинна енергия за собствени нужди.

2. Количеството топлинна енергия за собствените нужди

Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено 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 10 800 MWh.

4. Продаденото количество електрическа енергия

Предвижда се разходът на електрическа енергия за собствени нужди да бъде намален от 3 700 MWh на 3 300 MWh, поради предвидени повече работни часове на ЕПГ8, при което при произведени 10 800 MWh, продаденото количество електрическа енергия за прогнозния ценови период ще бъде 7 500 MWh.

V. Справка № 5 - ТИП-пренос

През ценовия период 01.07.2021-30.06.2022 г. количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 22 528 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 5 992 MWh в сравнение с отчетената през 2021 г. При същите стойности за корекционните

фактори и същата изчислителна мощност за отопление, очакваното количество топлинна енергия за отопление за отоплителен сезон 2022/2023 г. възлиза на 22 528 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 2022 г. за намаляване на загубите от топлоносител. За 2021 г. и ценовия период от 1.07.2021 до 30.06.2022 г., поради пропуски на топлоносител от амортизирани участъци на топлопреносната мрежа, този показател е съответно 12 354 MWh или 42,76% и 11 568 MWh или 41,44% от отпуснатата към преноса топлинна енергия. Технологичните разходи са определени съгласно Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г.

С предвидените ремонтни работи по топлопреносната мрежа се очаква аварийността по мрежата да намалее значително и прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи за новия ценови период да бъде намалено до 35%.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 12 MW.

Образуване на цените:

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

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 795 хил. лв. на 465 хил. лв. или с 330 хил. лв., 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 ремонт са коригирани от 399 хил. лв. на 231 хил. лв. или с 168 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г., завишена с 30% поради наличие на мотивирана обосновка, съгласно изискванията на общия подход и наличие на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2021 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- общото ниво на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“, са коригирани от 644 хил. лв. на 419 хил. лв., съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 424 хил. лв. на 516 хил. лв. или с 92 хил. лв., като изчисленията от дружеството количества през новия ценови период в размер на 2 892 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 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 01.07.2022 г. - 30.06.2023 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 – 2 892 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 евро/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 2 892 t. = 516 хил. лв.

Изчисленията прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 25 t. мазут, 1 750 t. въглища и 20 750 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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,27% на 5,24% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3

от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирано е количеството биомаса с 1 800 t. на стойност 512 хил.лв. 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 по преноса на топлинна енергия са коригирани от 14 500 MWh (39,16%) на 3 700 MWh (10%) или с 10 800 MWh до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

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	501
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цц	евро/тон	71,23
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-19,82

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация-Габрово“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 690,43 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 262,97 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 141,31 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 9 888 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 9 783 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 681 хил. лв. и променливи – 7 102 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 2 008 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,24%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 500 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 33 328 MWh.

14. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-24-4 от 31.03.2022 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода в размер на 53,27 лв./MWh, без ДДС.

С писмо с вх. № Е-14-24-5#1 от 21.04.2022 г. дружеството е представило следната допълнителна информация към заявлението: доклад за дейността на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за 2021 г.; одиторски доклад за заверка на годишния индивидуален финансов отчет на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за 2021 г.; индивидуален годишен финансов отчет на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за 2021 г. със съставните му части, съгласно приложимите счетоводни стандарти; копие на публикация с предложената за утвърждаване цена на топлинната енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за регулаторен период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. във вестник „Конкурент“; отчетна информация за 2021 г. – справки по ЕССО за целите на регулаторното счетоводство.

Към заявлението е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

Прогнозата на разходите за производство и пренос на топлинна енергия за прогнозния период е разработена на база отчетни данни за 2021 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 184 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 4 279 хил. лв., като е запазено равнището на отчетените разходи за 2021 г., с изключение на:

Разходи за амортизации. Те са разчетени на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и са записани в баланса на дружеството към 31.12.2021 г. във връзка с извършена преоценка на ДА към 31.12.2021 г. и преразгледан полезен живот на активите, са намалени спрямо отчета с 17 хил. лв.

Ремонтните разходи са завишени с 3 хил. лв., в следствие на различен обем на ремонтните дейности, предвидени за изпълнение през новия регулаторен период.

Другите разходи се формират от разпределени разходи на база коефициент, от балансовата стойност на активите на обектите (ТС), спрямо стойността на всички активи на дружеството, отнесен към общите разходи.

В съответствие с чл. 37 от ЗЕ, спазвайки Закона за счетоводството, Международните стандарти за финансово отчитане, Счетоводната политика на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и ЕССО, приета от Комисията, в дружеството е организирана отделна отчетност. Всички разходи 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 2020 г., са за материали, външни услуги, амортизации, заплати, осигуровки и други разходи. За целите на ценообразуването, тези разходи са намалени с 283 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 58 хил. лв.

Разпределени разходи - в отчетените за 2021 г. разходи за пренос на топлинна енергия са разпределени разходи на обща стойност 1 544 хил. лв., както следва:

Социалните разходи са разпределени по звена, на база списъчен състав, зает в основните производствени и административни звена. За 2021 г. персоналят, зает в цех ТС е 63 души и коефициентите на разпределение са: за първо полугодие – 0,0238 (разчетен на база численост на персонала 2 474 бр.) и за второ полугодие – 0,0253 (разчетен на база численост на персонала 2 488 бр.). Разпределените социални разходи за цех ТС за 2020 г. са на стойност 1 183 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 2021 г. са в размер на 379 хил. лв. За целите на ценообразуването спазвайки т. 19 от Указания-НВ, разходите са намалени с 347 хил. лв., които по същество представляват разходи, които не са свързани със съответната регулаторна дейност.

Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2022-30.06.2023 г. са на стойност 4 463 хил. лв. Възвращаемостта на капитала е в размер на 57 хил. лв.

Необходимите годишни приходи за производство и пренос на топлинна енергия са на стойност 4 520 хил. лв.

Регулаторната база на активите към 31.12.2021 г. е в размер на 10 223 хил. лв. и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2021 г. пряко свързани с дейността по лицензията на стойност 9 994 хил. лв., намалени с натрупаната амортизация за периода на използване на активите в размер на 119 хил. лв. и увеличена с необходимия оборотен капитал 438 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 31.12.2021 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е обслужило изцяло задълженията си по дългосрочния заем по Програмата за модернизация на 5 и 6 енергоблок с Европейската атомна енергийна общност в договорените размери и срокове, съгласно клаузите на Заемното споразумение от 29.05.2000 г. 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 187 636 MWh, а размерът на собствените нужди – 78 975 MWh (42% 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 и през настоящия регулаторен период. Предвид трите поредни топли зими, актуализираните прогнозни данни за настоящия регулаторен период са близо до отчетните за 2021 г. Тази тенденция е отчетена в прогнозите за следващия регулаторен период, като прогнозният ръст от 3,5% в производството спрямо отчета за базовата 2021 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 2021 г. и с прогнозите за текущия регулаторен период. Дружеството прогнозира общо количество топлинна енергия за реализация в размер на 81 915 MWh, базирано на отчетните данни за 2021 г. и прогноза за малък ръст в потреблението на битови и небитови клиенти в града. Посочва се, че предстои въвеждане в експлоатация на три обекта – жилищни и офис сгради и в потреблението на площадката от стопански обекти, основно на ДП РАО, с около 1%.

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.

Изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода

(без ДДС) – 53,27 лв./MWh;

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 4 520 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 4 463 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 429 хил. лв. и променливи – 34 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 10 223 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 0,56%
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 81 915 MWh.

15. „КОГРИЙН“ ООД - гр. Първомай

С писмо с вх. № Е-14-68-2 от 11.04.2022 г. дружеството е представило в КЕВР заявление 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. Към заявлението дружеството не е представило част от изисканата с писмото на КЕВР информация.

Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2022 г. следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 544,55 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода - 253,74 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ – 1 321,74 лв./ knm^3 , (без акциз и ДДС).

„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 – 29 542 MWh
- Електрическа енергия за собствени нужди – 2 594 MWh
- Електрическа енергия за продажба – 26 948 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 31.12.2021 г. са на стойност 11 706 хил. лв., в съответствие с инвентарната книга на активите. „Когрийн“ ООД посочва, че в справките на дружеството за цени, подавани към КЕВР до настоящия момент е допусната техническа грешка, като е посочена стойността само на единия когенератор. В настоящите ценови справки 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 ремонтване 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 се отнесени обичайни разходи за функциониране на предприятието.

Променливи разходи – над 80% от променливите разходи са разходите за гориво. Разходите за гориво дружеството е оценило при цена природния газ – 290 лв./кнм³.

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 № 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 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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 115,65 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $0,63 + 6,46 = 7,09$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 122,74 лв./MWh.

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

1. Корекция по природен газ

		Q1				Q2		Q3			Q4					
		46.00		48.27				48.80			39.95			45.76		
		2020/2021														
		Отчетни данни														
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:		
Количество, Qg	MWh	0	0	3,850	10,031	6,204	6,468	12,621	11,690	11,872	12,028	6,524	3,067	84,356		
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	46.26		
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	0.00	0.00	69.40	94.54	93.19	102.33	133.81	110.28	113.73	180.00	180.00	180.00	126.55		
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0.00	0.00	-90.10	-464.14	-278.67	-349.68	-1,072.93	-718.69	-770.82	-1,234.58	-797.41	-306.89	-6,083.9		
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	0.00	0.00	69.40	94.54	93.19	102.33	133.81	110.28	113.73	142.59	162.17	140	118.38		
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	37.41	17.83	40.00			
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	0.00	0.00	69.40	94.54	93.19	102.33	133.81	110.28	113.73	142.59	162.17	140.00	118.38		

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „КОГРИЙН“ ООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 515,51 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 88,05 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС – 246,98 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 23 862 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 23 157 хил. лв., от които условно-постоянни – 11 400 хил. лв. и променливи – 11 757 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 13 476 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,24%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 29 856 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-14-70-1 от 01.04.2022 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 01.07.2022 г. преференциална цена на електрическа енергия – 602,02 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 1 650,00 лв./ knm^3 , в т. ч.:

- цена на природен газ – 1552,40 лв./ knm^3 ;
- цена за пренос – 7,97 лв./ knm^3 ;
- цена за капацитет – 89,60 лв./ knm^3 , и при долна работна калоричност 8 000 kcal/ knm^3 .

„Оранжерии Гимел“ АД по отношение на ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ е представило обосновка, както следва:

1. Производствена програма – работата на КГ1 и КГ2 през новия ценови период-01.07.2021-30.06.2022 г. е съобразена с прогнозните нужди от топлинна енергия в Оранжерийен комплекс 200 дка .

2. Регулаторна база на активите (РБА) – за целите на изчисляване на РБА, стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2021 г., в размер на 8 363 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2021 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 влиза: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 h, 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 h и 6 000 h, оригинални глави на цилиндъра и свещи, междинен ремонт на 30 000 h, мониторинг на първите 2 000 h, наблюдение от разстояние, обучение на персонала. В цената на поддръжката не влиза: смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото, поддръжка и смяна на свещи, други консумативи, провеждане на инспекции.

5. Променливите разходи са както следва: цена на природния газ – 1 650,00 лв./ knm^3 , разходи за консумативи – 70 хил. лв., разход за електрическа енергия – 20 хил. лв., разходи за

акциз на природен газ – 161 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 амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на съществуващ газопровод, който се амортизира с АН = 4%) – 847 хил. лв., разходи за ремонт – 615 хил. лв., разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 14 души) – 350 хил. лв., разходи за социални осигуровки – 71 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 7 157 хил. лв.

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала – при определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на чл. 34.1 от Раздел III от Указания-НВ, като цитира, че 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. Дружеството е изчислило, съгласно Справка № 3 Норма на възвръщаемост в размер на 6,50% към 31.12.2021 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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,50% на 4,56% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 115,58 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $0,76 + 8,5 = 9,26$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 124,83 лв./MWh.

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

1. Корекция по природен газ															
		Q3				Q4		Q1			Q2				
		46.00				48.27		48.80			39.95			45.76	
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	2,185	1,187	4,089	2,393	9,176	9,537	9,624	8,481	9,388	9,388	6,972	171	72,592	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	46.34	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	114.27	
надвзет/недовзет приход от природен газ	ХИЛ.ЛВ	-8.61	-13.77	-95.69	-110.73	-412.19	-515.57	-814.25	-518.03	-609.59	-963.63	-852.12	-17.09	-4,931	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140	114.27	
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	114.27	
Ht=Qg*(Цпг-Цl)t+Qe*(Цпе-Цll)t±Pt-1														=	-4,931.26

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 497,16 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 69,70 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 18 071 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 17 710 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 951 хил. лв. и променливи – 9 760 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 7 926 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,56%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 25 200 MWh.

17. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-70-2 от 01.04.2022 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 01.07.2022 г., преференциална цена на електрическа енергия – 609,42 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 1 650 лв./ knm^3 , в т. ч.:

- цена на природен газ – 1 552,40 лв./ knm^3 ;
- цена за пренос – 7,97 лв./ knm^3 ;
- цена за капацитет – 89,60 лв./ knm^3 при долна работна калоричност 8 000 kcal/ knm^3 .

„Оранжерии Гимел“ АД по отношение на ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ е представило обосновка, както следва:

1. Производствена програма – чрез работата на двата газобутални двигателя с обща инсталирана електрическа мощност от 3,944 MW и обща топлинна мощност 4,007 MW, дружеството снабдява с топлинна енергия „Оранжериен комплекс 500 дка“. Натовареността на двата когенератора е прогнозирана на база предвижданата производствена програма за новия ценови период 01.07.2022-30.06.2023 г.

2. Регулаторна база на активите– за целите на изчисляване на РБА стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2021 г., в размер на 4 792 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2021 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 „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. Посочва се, че в цената на поддръжката влиза: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 h, 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 h и 6 000 h, оригинални глави на цилиндъра и свещи, междинен ремонт на 30 000 h, мониторинг на първите 2 000 h, наблюдение от разстояние, обучение на персонала. В цената на поддръжката не влиза: смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото, поддръжка и смяна на свещи, други консумативи, провеждане на инспекции.

5. Променливите разходи са както следва: цена на природния газ – 391,56 лв./ knm^3 ,

разходи за консумативи – 75 хил. лв., разходи за вода – 2 хил. лв., разход за електрическа енергия – 14 хил. лв., разходи за външни услуги – 55 хил. лв. и разходи за акциз на природен газ – 125 хил. лв.

6. Условно постоянните разходи са планирани при работа на двата когенератора и са следните: разходи за амортизация ($1/15$ от стойността на амортизируемите активи, с изключение на съществуващ газопровод, който се амортизира с $АН=4\%$) – 571 хил. лв., разходи за ремонт – 650 хил. лв., разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 14 души) – 420 хил. лв., разходи за социални осигуровки – 98 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 5 519 хил. лв.

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала – при определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на чл. 34.1 от Раздел III от Указания-НВ, като цитира, че 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. Дружеството е изчислило, съгласно Справка № 3 норма на възвръщаемост в размер на $4,64\%$ към 31.12.2021 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,944 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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от $4,64\%$ на $5,19\%$ в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 116,11 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $0,76+8,5 = 9,26$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 125,37 лв./MWh.

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

1. Корекция по природен газ														
		Q3				Q4		Q1			Q2			
		46.00				48.27		48.80			39.95			45.76
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	282	1,634	1,593	2,837	6,233	7,977	7,874	7,171	7,862	6,048	4,032	302	53,844
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	46.74
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	114.69
надвзет/недовзет приход от природен газ	ХИЛ.ЛВ	-1.11	-18.95	-37.28	-131.25	-279.99	-431.22	-666.19	-437.98	-510.51	-620.77	-492.79	-30.26	-3,658
Цена на пр. газ , Цбр	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140	114.69
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Цена на пр. газ , Цпл	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	114.69
$H_t=Q_g*(C_{пг}-C_l)t+Q_e*(C_{пe}-C_l)t\pm P_{t-1}$														= -3,658.27

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 506,41 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 78,95 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 14 445 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 14 160 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 534 хил. лв. и променливи – 7 627 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 5 491 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,19%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 000 MWh.

18. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-73-1 от 01.04.2022 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 01.07.2022 г. преференциална цена на електрическа енергия – 624,27 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 1 650,00 лв./knm³, в т. ч.:

- цена на природен газ – 1 552,40 лв./knm³;
- цена за пренос – 7,97 лв./knm³;
- цена за капацитет – 89,60 лв./knm³, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm³.

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД е представило обосновка, както следва:

• **Производствената програма** е разработена при параметрите на инсталацията с инсталирана електрическа мощност 3,044 MW и топлинна мощност 3,035 MW.

Представена е прогнозна производствена програма по месеци за новия регулаторен период с посочени количества произведена електрическа енергия-бруто, собствено потребление и нетната електрическа енергия.

• **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 31.12.2021 г., са както следва: 127 хил. лв. – за сгради и 3 163 хил. лв. – за сгради на съоръжения, машини и оборудване. Включените към дълготрайните материални активи на когенерационната 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.

• **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.

• **Променливи разходи** – представена е таблица с прогнозни месечни количества изразходван природен газ в периода м. юли 2022 г. – м. юни 2023 г.

- Разходи за електрическа енергия – 155 хил. лв.;
- Разходи за акциз на природен газ – 65 хил. лв.

• Условнопостоянни разходи:

- разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи) - 413 хил. лв.

- разходи за ремонт (съгласно ремонтна програма) – 500 хил. лв.

- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 12 души) – 360 хил. лв.

- разходи за социални осигуровки – 78 хил. лв.

- разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 2 432 хил. лв.

• Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала – при определяне на капиталовата структура дружеството е приложило чл. 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 и „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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 2% на 5,26% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 116,47 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $0,76 + 8,5 = 9,26$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 125,73 лв./MWh.

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

1. Корекция по природен газ														
		Q3			Q4			Q1			Q2			
		46.00			48.27			48.80			39.95			45.76
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	648	0	0	0	0	5,146	5,339	4,072	3,086	2,447	1,574	350	22,662
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	46.89
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	120.15
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-2.55	0.00	0.00	0.00	0.00	-278.21	-451.71	-248.74	-200.35	-251.18	-192.33	-35.02	-1,660
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140	120.15
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	120.15
$Ht=Qg*(Ц_{пг}-Ц_l)t+Q_e*(Ц_{пe}-Ц_{ll})t\pm Pt-1$														= -1,660.09

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Оранжеви Гимел II“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 522,25 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 94,79 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 7 982 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 7 755 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 598 хил. лв. и променливи – 4 157 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 4 332 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,26%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 871 MWh.

19. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-76-1 от 04.04.2022 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия в размер на 479,64 лв./MWh. Предложената за утвърждаване цена е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1 530,00 лв./knm³, при долна работна калоричност 8 189 kcal/knm³.

Към заявлението не е приложена част от изискваната с писмото на КЕВР информация и документи, в т. ч. и обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,027 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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,98% на 4,82% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 115,59 лв./MWh;
3. Цени за пренос чрез автотранспорт до мястото на инсталацията 30 лв./MWh.

Крайна цена на природен газ – 145,59 лв./MWh.

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

1. Корекция по природен газ

		Q1				Q2				Q3				Q4				Общо:	
		46.00				48.27				48.80				39.95					
		2020/2021																	
		Отчетни данни																	
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06						
Количество, Qg	MWh	0	0	0	0	2,280	9,258	10,985	7,630	8,535	9,655	8,818	6,818	63,978					
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	45.21					
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	130.00	130.00	130.00	120.70					
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0.00	0.00	0.00	0.00	-102.43	-500.48	-929.41	-466.05	-554.20	-930.20	-935.86	-648.01	-5,066.6					
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140	128.10					
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-12.59	-32.17	-10.00						
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	136.30	146.09	135.00	124.40					

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Инертстрой-Калето“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 511,91 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 84,45 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 14 650 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 14 490 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 309 хил. лв. и променливи – 8 181 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 4 466 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,82%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 600 MWh.

20. ЧЗП „Румяна Величкова“

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-59-2 от 31.03.2022 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 01.07.2022 г. следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 453,77 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 81,17 лв./MWh.

ЧЗП „Румяна Величкова“ е представило обосновка за новия ценови период, както следва:

Производствената програма за новия ценови период е подчинена на работата на оранжерията. През 2021 г. когенераторът е работил 2 685 h, като е произведена 4 968 MWh електрическа енергия, от които нетна електрическа енергия 4 599 MWh и е опусната 5 099 MWh топлинна енергия. Работните часове и отпуснатата топлинна енергия съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс.

Амортизационни отчисления – през 2021 г. е извършен текущ ремонт по когенерационната инсталация в съответствие с изработените часове на генератора и договора за сервис с поддържащата фирма. Дълготрайните материални активи на когенерационната мощност към 31.12.2021 г. възлизат на 111 хил. лв.

Посочва се, че след извършване на ремонтните работи по когенератора през 2021 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.

Други разходи – включват разходи за горива за автотранспорт, текущи материали, 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 2021 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 № 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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 8,24% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 115,88 лв./MWh;

3. Пренос - 0,4 лв./MWh;

4. Достъп – 2,67 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 118,95 лв./MWh.

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

1. Корекция по природен газ

		Q1				Q2		Q3			Q4				
		23,07		30,04		34,10			34,80			30,50			
		2020/2021													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	3	1 417	2 231	2 633	274	391	1 587	3 276	4 240	3 498	2 650	848	23 049	
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	31,98	
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,46	32,16	32,16	32,16	28,13	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,01	6,24	1,36	14,01	0,50	0,91	11,38	12,15	23,53	7,43	-0,36	2,37	80	
Цена на пр. газ , Цбг	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	33,19	37,71	32,00	28,95	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,18	-1,03	-5,55	0,16		
Цена на пр. газ , Цпл	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,55	32,68	34,94	32,00	28,53	

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на ЧЗП „Румяна Величкова“ за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 415,42 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0,00 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 3 319 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 3 280 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 342 хил. лв. и променливи – 1 938 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 947 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,12%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 813 MWh.

21. „Алт Ко“ ООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-58-1 от 13.04.2022 г. за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. преференциална цена на електрическа енергия – 327,24 лв./MWh, без ДДС.

Цената на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 1 504,32 лв./knm³ (без ДДС и акциз) при коефициент на преобразуване 10,55.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

При разглеждане на заявлението дружеството посочва, че в рамките на предходния регулаторен период (01.07.2021 - 30.06.2022 г.), а именно в през м. декември 2020 г., централата е наработила 60 000 h, което е граничната стойност за работа, предвидена от производителя, поради което би трябвало да се извърши основен ремонт за нови 60 000 h работа с оглед запазване на производствено-техническите параметри. Последното е довело до следното:

1. Сключен е нов договор с „Филтър“ ООД за текуща поддръжка на централата, което ще доведе до нейната експлоатация за нови 60 000 часа. В новия договор, освен всичко останало, е актуализирана цената на поддръжката, от 12,54 евро/час на 17,5 евро/час.

2. В споменатия по-горе договор, централата е поела ангажимента за подмяна на двама оператори на същата с други такива, притежаващи висока степен на компютърна грамотност (налага се от промяна управлението на централата), което води до увеличаване работната заплата на тези оператори.

Прогнозната информация е изготвена съгласно ценообразуващите справки, при което:

- производствената програма е увеличена с около 3,2%;
- разходите за текущ ремонт и поддръжка в размер на 169 хил. лв. са приети съгласно приложения договор за това с „Филтър“ ООД на база 4 368 часа работа на централата при цена 17,5 евро/час;
- разходите за заплати са прогнозирани в размер на 231 хил. лв., като същите са увеличени с 21 хил. лв. спрямо отчетените за 2021 г. – 210 хил. лв., което се дължи на увеличението на минималната работна заплата в страната;
- долната работна калоричност е приета 8 200 kcal/knm³;
- цената на природния газ е заложена на база обявената такава за м. април 2022 г. в размер на 142,59 лв./MWh (1 504,32 лв./knm³ при коефициент на преобразуване 10,55) плюс цена на достъп и пренос 63,55 лв./knm³;
- разходи за пренос на топлинна енергия не са предвидени.

2. По отношение изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, дружеството посочва, че централата подава цялата произведена топлина за отглеждане на растителна продукция – оранжерия.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност

1,85 MW.

Образуване на цената:

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

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,58% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 118,08 лв./MWh;

3. Пренос - 0,7лв./MWh;

4. Достъп – 5,36 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 124,14 лв./MWh.

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

1. Корекция по природен газ															
		Q3				Q4		Q1			Q2				
		46.00				48.27		48.80			39.95			45.76	
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	0	0	0	0	3,438	3,811	122	110	114	143	0	0	7,738	
Цена на пр. газ , Цпр	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	48.14	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	99.77	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0.00	0.00	0.00	0.00	-154.45	-206.01	-10.29	-6.74	-7.41	-14.64	0.00	0.00	-400	
Цена на пр. газ , Цбр	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140	99.77	
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
Цена на пр. газ , Цпл	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	99.77	
$Ht=Qg*(Ц_{пр}-Ц_{л})t+Qe*(Ц_{пе}-Ц_{л})t\pm Pt-1$														=	-399.54

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Алт Ко“ ООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 388,86 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0,00 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 4 063 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 3 997 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 147 хил. лв. и променливи – 2 851 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 1 600 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,12%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 528 MWh.

22. „Брикел“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-31-3 от 31.03.2022 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 електрическа енергия от комбинирано производство – 476,02 лв./MWh;
2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 97,71 лв./MWh.

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 – 240,04 лв./t с калоричност 2 968 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 204,00 лв./t с калоричност 9 500 kcal/kg.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

Производствена програма: Прогнозата през новия регулаторен период е изготвена предвид инвестиционните намерения на дружеството и при съобразяване с европейското законодателство.

Производство на топлинна енергия

Отпусната от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период е с 32% по-малко от отчетената през базисния период и е в размер на 1 152 279 MWh.

Топлинна енергия с гореща вода

- Предвижда се броят на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се запази на нивото на базисния период.

- Технологичните разходи при преноса с гореща вода, общо за отчетния период възлизат на 4 281 MWh или 25,68%.

Основните фактори, пряко влияещи на производството на топлинна енергия с гореща вода, са с действие в противоположни посоки: по-високите денградузи, ръст на клиентите, и намалената специфична консумация на топлинна енергия за отопление.

Топлинна енергия с водна пара:

Единственият клиент на топлинна енергия с водна пара е клон „Брикетопроизводство“ на дружеството.

Производство на електрическа енергия:

Цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период е 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 високоефективно комбинирано производство (ВЕКП), при $\Delta F \geq 10\%$.

Производството на електрическа енергия през базовия период възлиза на 547 296 MWh, а за периода 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г. се планира да бъдат произведени 457 900 MWh.

Продадена електрическа енергия:

В електропроизводствената част през 2021 г. е отчетено нетно производство на електрическа енергия 363 030 MWh. За новия ценови период е планирано количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл. 100, ал. 6 от ЗЕ в размер на 300 000 MWh.

Дружеството посочва, че към момента има действащо рамково споразумение за покупко-продажба на електрическа енергия по свободно договорени цени, сключено с „Гранд енерджи дистрибушън“ ЕООД. Също така между „Брикел“ ЕАД и фонд „Сигурност на електроенергийната система“ има подписан договор от 27.06.2018 г. за компенсиране с премии с производител по чл. 162а от ЗЕ.

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 2021 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:

През новия ценови период е планирано запазване на процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди на ТЕЦ от 29,46%, спрямо отчетените през базовата 2021 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):

За ценовия период 01.07.2022 – 30.06.2023 г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 1 413 хил. лв. Те са изчислени на база отчетните данни през базовата 2021 г. и изготвената и одобрена ремонтна програма на дружеството. Вzeti са под внимание дългият срок на експлоатация на съоръженията и липсата на средства за реализиране на програмата в пълен размер в предишните регулаторни периоди и сформираниите ремонтни звена в дружеството. Поименният списък на обектите, както и сроковете за тяхното изпълнение се намират в приложената ремонтна програма за периода 01.07.2022 – 30.06.2023 г. 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.

Разходите са предвидени за обезпечаване на техническото обслужване и плановите ремонти, извършвани от „Брикел“ ЕАД за поддържане в изправно и работоспособно състояние на сградите и съоръженията на дружеството. Това са разходите, направени за възстановяване или поддържане на първоначално установеното ниво на ефективност (капацитет и производителност) на активите на дружеството и които не променят неговото първоначално функционално предназначение. Разходите за текущ ремонт не се вземат предвид при определяне на амортизационната сума и норма, нямат характер на подобрене, модернизация или реконструкция на ДМА и респективно не са ремонтни разходи с инвестиционен характер. Разходите са извършени с цел обслужване и ремонт на съоръженията. Основната им цел е спазване на задълженията на дружеството за поддръжка на енергийните съоръжения, гарантиране на безаварийност и номинални производствени показатели. Важна задача на дружеството, от която зависи нормалната и безаварийна работа на основните съоръжения и прилежащите им възли и детайли, е своевременното извършване на необходимите ремонтно-възстановителни и рехабилитационни дейности и свързаните с тях ремонти дейности. Дружеството посочва, че изложените обстоятелства изключват инвестиционния характер на съдържащите се в приложените документи разходи.

Инвестиционна програма

Извършените разходи за инвестиции през 2021 г. са подкрепени със съответните разходни документи. Общата изразходвана сума за 2021 г. е 18 024 хил. лв., реализирани по 2 инвестиционни проекта. Дружеството посочва, че през базовата година са стартирани проектни дейности с цел увеличаване дела на алтернативните горива. През 2021 г. няма формирани нови ДМА. За изпълнение на поставените екологични цели дружеството предвижда да продължи работата по проект „Изграждане на депо за неопасни отпадъци“, „Национална рамка – инвестиции 2021-2030 г.“ и „Водогреен електролизер“.

Регулаторна база на активите.

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2021 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 201 801 хил. лв.

„Брикел“ ЕАД 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.

Поради необходимостта да се създаде нужната горивна база за ТЕЦ в „Брикел“ ЕАД е обусловена технологична взаимобвързаност между „Брикетопроизводство“ и „Електропроизводство“, т. е. всички активи на дружеството участват в процеса на производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия.

В съответствие с Указания-НВ в регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв.

Оборотен капитал

Оборотният капитал е определен 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 26 530 хил. лв., като за производство на електрическа и топлинна енергия се отнасят 26 513 хил. лв., а за пренос на топлинна енергия – 18 хил. лв.

Норма на възвръщаемост

Използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е утвърдената от КЕВР норма за предходния ценови период. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 10,91% и е изчислена със среднопретеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2020 г.

Условно- постоянни разходи

Разходи за амортизации

Прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „Брикел“ ЕАД и съгласно изискванията на чл. 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 2021 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Дружеството е заложило увеличение на разходите за работна заплата и осигуровки спрямо базисната година с 12%, като счита, че това увеличение отново няма да отчете състоянието на пазара на труда в региона на комплекса „Марица – изток“ и няма да позволи наваксване в изоставането на възнагражденията в дружеството и достигане на конкурентоспособност на пазара на труда, тъй като заплатите в дружеството са съществено под средния размер на заплатите в отрасъл „Енергетика“. Посочва че, средната работна заплата в дружеството през 2021 г. е 1 409 лв., което представлява изоставане с 40% в сравнение със средна брутна месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2021 г. в дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която е в размер на 2 340 лв., съгласно данни на НСИ.

Разходите за работна заплата и осигуровки за регулаторна дейност през 2021 г. възлизат на 14 175 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 11 338 хил. лв. и за осигуровки 2 837 хил. лв. За новия ценови период необходимите разходи са завишени на 12 699 хил. лв. за разходи за заплати и 3 177 хил. лв. за осигуровки.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите

Условно-постоянните разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, за следващия ценови период са увеличени спрямо отчетната 2021 г. с 14% и са 2 228 хил. лв. Отразени са в справка № 1 „Разходи за производство“.

Всички разходи са планирани спрямо отчетените разходи от дружеството през базисния период и са коригирани с размера на отчетения от НСИ през 2021 г. ръст на инфлацията. Тя дава своето отражение на условно-постоянните разходи, като води до увеличение на разходите за материали за текущо поддържане, изпитания на съоръженията, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и т. н., т. е. до увеличаване на условно-постоянните разходи.

Стойността на горивата в България се влияе изцяло от случващото се на международните пазари и по данни на Българската петролна и газова асоциация, от началото на 2022 г. до момента цената на най-масовия бензин А-95 се вдигна с около 20%, а на дизеловото гориво - с 19%. Вследствие на отчетеното повишение разходите за горива са увеличени с 15% спрямо базисната 2021 г.

Разходите за лицензионни такси са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

Променливи разходи

Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2021 г.

В променливите разходи се включват: основното гориво за производство, гориво за разпалване - мазут, разходи за закупени квоти CO₂, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия, депониране на пепелина и др.

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

Основно гориво за периода 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г. - разходите за новия регулаторен период са изчислени като е запазена калоричността на горивния микс на нивото на базовата година.

Посочва се, че съгласно допълнително споразумение от 14.02.2022 г. с „Мини Марица изток“ ЕАД са увеличени транспортните разходи за доставка на въглища от Рудник „Траяново-1“ с 240,43% от 0,235 лв./т_{нп} на 0,80 лв./т_{нп}, а съгласно допълнително споразумение от 21.02.2022 г. с „ММИ“ ЕАД цената на доставяните от тях въглища е увеличена от 77 лв./ТУГ на 87,35 лв./ТУГ или с 13,44%.

При определяне на разходите за гориво са взети предвид определените от „Мини Марица изток“ ЕАД транспортни и маневрени такси в договор № МТ-093/2016г. за ползване от страна на „Брикел“ ЕАД на ЖП услуги и превозни услуги, предлагани от „Мини Марица Изток“ ЕАД.

На 05.10.2021 г. на „Брикел“ ЕАД от ИАОС е издадено ново комплексно разрешително № 40-Н2/2021 г. за експлоатация на Горивна инсталация за производство на топлинна енергия с номинална топлинна мощност 510 MW_{th}. Промяната в него касае производствената дейност на дружеството, чрез допускане на съвместно изгаряне с основно гориво (въглища) на биомаса и нефтошисти.

От приложена справка за отчетна средна цена на горивния микс за периода м.01-м.12.2021 г. е видно, че средната цена на микса е 129,79 лв./т_{нп} при калоричност 2 968 kcal/kg.

Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2022 г. за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 240,04 лв./т при калоричност 2 968 kcal/kg.

Гориво за разпалване мазут - количеството на необходимия мазут за новия регулаторен период е запазено на нивото на 2021 г. За новия регулаторен период разходите за мазут са увеличени на 1 779 хил. лв от 1 253 хил. лв. поради непрекъснато увеличение на цените на

суровия петрол и в резултат на това и на доставните цени на контрагентите. Дружеството посочва, че при отчетна цена за 2021 г. в размер на 847,58 лв./тон, а в края на февруари доставни цени от 1 204 лв./тон, увеличението е с 46,3% и това е причината за увеличаване на разходите за мазут през новия период.

Предвижда се през следващия регулаторен период работата на горивната инсталация в дружеството да бъде реализирана с идентични специфични разходи на гориво както следва:

- за електрическа енергия - 198,99 g/kWh;
- за топлинна енергия - 129,29 kg/MWh;

Разходи за вода, за закупуване на електрическа енергия, консумативи и външни услуги:

Разходите за вода за производство на електрическа и топлинна енергия за новия ценови период, касаещи закупуването от НЕК ЕАД - Предприятие „Язовири и каскади“ на промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията, не са заложиени, поради неприключил съдебен спор относно дължимия размер.

Разходите за закупена енергия и балансиране за новия ценови период възлизат на 6 154 хил. лв. и включват закупуването на необходимото количество електрическа енергия за осигуряване на резервно хранване на съоръженията в резултат на аварийни ситуации, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар. Количествата за новия ценови период са прогнозираны съответстващи на прогнозната производствена програма, а цените са завишени съобразно увеличената цена на балансиращата енергия. От приложената към заявлението справка е видно, че увеличението на цената за балансиране за „Брикел“ ЕАД за м. декември 2021 г. спрямо м.януари 2021 г. е 107%.

Разходите за консумативи - за новия ценови период възлизат на 945 хил. лв.

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за почистване на димни газове от серни емисии. За новия ценови период е взето предвид, че увеличаващата се цена на въглеродните емисии на ЕЕХ, неминуемо ще доведе и до повишаване на продажната цена на хидратната вар.

Разходите за консумативи включват още: сярна киселина монохидрат, натриева основа, железен сулфат, тринатриев фосфат, и др.

Разходите за новия ценови период са прогнозираны на база отчетени през 2021 г. пропорционално на производствената програма за новия период.

Разходите за външни услуги за новия ценови период възлизат на 348 хил. лв. и включват разходи за депониране на пепелина.

Квоти за емисии на парникови газове:

Разходите за закупуване на квоти парникови газове през базовата 2021 г. са определени въз основа на емитираните и верифицирани количества емисии въглероден диоксид за 2020 г. в размер на 285 720,75 t. В ценовия модел (справки от №1 до №9) разходите за парникови газове за 2021 г. са в размер на 285 720,75 t за 26 432 хил. лв. Представено е копие на верифициран годишен доклад на „Брикел“ ЕАД за 2021 г. Прогнозното количество CO₂ за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., са изчислени на база планираните количества въглища и мазут, необходими за изпълнение на производствената програма и възлизат на 285 092,90 t. Изчисленията са извършени чрез формуляр за докладване на годишни емисии (публикуван на страницата на ИАОС), като са приложени стойностите на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне и коефициента на окисление от верифицирания доклад за базовата 2021 г. Необходимите годишни приходи за новия регулаторен период, са получени като е направено допускане за прогнозна цена на емисиите от 90 евро/t.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 200 MW.

Образуване на цените:

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

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 50 183 хил. лв. на 50 174 хил. лв. или с 9 хил. лв., като необходимите за дружеството количества през новия ценови период в размер на 280 978,97 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по (ЗОИК за 2021 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 01.07.2022 г. - 30.06.2023 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:

Показател	Дименсия	Вид гориво			Общо
		Твърди – Лигнит	Течни – мазут	Биомаса	
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	76,2315	77,400	100,00	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t	8,3044	40,000	13,48	
3. Коефициент на окисление:	-	80,48%	100,00%	100,00%	
4. Количество гориво:	t	542,517	1,478	0	
5. Емисии CO ₂	t	276,403	4,576	0	280,979

Прогнозни емисии CO₂ – 280 978,97 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 евро/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 280 978,97 t. = 50 174 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са 1 477,94 t. мазут, 542 516,50 t. въглища.

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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,08% на 4,28% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

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

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	285,721
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51.00
Отчетена цена на въглеродни емисии, ЦII	евро/тон	71.23
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-11,304.96

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Брикел“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 503,64 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 76,18 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 100,24 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 237 353 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 232 029 хил. лв., от които условно-постоянни – 28 424 хил. лв. и променливи – 203 605 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 124 446 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,28%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 323 000 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 12 391 MWh.

23. „Солвей Соди“ АД

Дружеството е представило чрез единния портал за електронни административни услуги на КЕВР заявление с вх. № Е-12-18-1 от 31.03.2022 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 01.07.2022 г., следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 1 244,38 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 65,47 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозни цени и калоричност на следните горива (без акциз и ДДС):

- въглища (петрококс) – 272,10 лв./t, с калоричност 6 000 kcal/kg;
- газбъл – 1 201,71 лв./t, с калоричност 10 500 kcal/kg;
- друг вид гориво (агропелети, които се произвеждат от растителна биомаса – земеделски култури) – 310,00 лв./t с калоричност 4 000 kcal/kg.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

Производствена програма

Дружеството посочва, че единственият консуматор на топлинна и електрическа енергия през 2021 г. са били инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат, собственост на „Солвей Соди“ АД. Производствената програма за 2021 г. е изпълнена, като няма промени за календарната 2022 г., като дружеството не очаква промени и през следващата 2023 г. 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 големия инфлационен натиск и ръст на цените на основни суровини, материали и услуги, както и поради затварянето на руския пазар, който е основен източник на горива. Посочва се още, че изготвената производствена програма отчита възстановяването 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 прогнозират 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. Дружеството посочва, че повишението спрямо отчет 2021 г. се дължи на повишените цени на основни материали и услуги. Приложени са детайлни справки, по основни съоръжения, за реализираните разходи през 2021 г. и планираните за 2022 г. и 2023 г.

- **Разходи за заплати и възнаграждения** се определят на база планираните промени в числеността на персонала, действащия колективен трудов договор (по отношение на социални придобивки и предвидени промени в работните заплати на персонала) и действащото законодателство по отношение на осигурителните вноски. Увеличената прогноза с 5% на тези разходи през регулаторен период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. спрямо отчета за 2021 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.

- **Прогнозни разходи за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.:**

Застраховките са повишени на база договор със застрахователна компания в сила от 01.07. 2021 г. За регулаторния период 01.07. 2022 г. – 30.06.2023 г. е заложено допълнително 5% увеличение на застраховките от 01.07.2022 г. на база очаквана инфлация при сключване на последващ договор;

Разходите за въоръжена и противопожарна охрана са повишени вследствие на предоговаряне с доставчиците, извършващи тези услуги, предизвикано от повишение на минималната работна заплата;

Експертни и одиторски разходи са повишени основно поради изпълнявани консултации и оценки на възможните подходи за изпълнение на енергиен преход към въглеродно неутрални източници.

Материали за текущо поддържане и канцеларски материали са повишени вследствие по-високите пазарни цени спрямо предходната 2021 г.

Съдебните разходи са повишени в съответствие с водените към момента съдебни дела.

Абонаментно поддържане, безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт, охрана на труда и служебни карти и пътувания са повишени с 5% спрямо отчетната 2021 г. на база на очаквана инфлация;

Дружеството заявява, че всички останали елементи в тази група остават непроменени спрямо отчетната 2021 г.

ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

- **Разходите за горива** за прогнозния регулаторен период е определена съгласно указанията на Комисията, като среднопретеглена стойност на складови наличности към 01.03.2022 г. и среднопретеглената цена на действащите към момента договори за доставка. Използван е фиксинг на БНБ лева за долар 1,76439, валиден към 30.03.2022 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 80,60 Евро/t CO₂, валидна към 30.03.2022 г. на Европейската енергийна борса.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125 MW.

Образуване на цените:

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

- общото ниво на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ в производството са коригирани до нивото на отчетената стойност през базисната година, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 195 170 хил. лв. на 221 080 хил. лв. или с 25 910 хил. лв., като изчислените от дружеството количества през новия ценови период в размер на 1 238 077,93 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 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 01.07.2022 г. - 30.06.2023 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 – 1 238 077,93 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 евро/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 1 238 077,93 t. = 221 080 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са **323,94 t. газьол, 499 390,25 t. въглища.**

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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,58% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

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

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	1,441,000
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	51.00
Отчетена цена на въглеродни емисии , ЦII	евро/тон	71.23
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-57,015.24

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на ТЕЦ „Солвей Соди“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 424,37 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0,00 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 142,18 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 188 130 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 182 208 хил. лв., от които условно-постоянни – 94 136 хил. лв. и променливи – 88 072 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 143 796 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,12%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 176 431 MWh, в т. ч. собственото потребление и към други потребители – 166 215 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 888 784 MWh.

24. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-55-2 от 01.04.2022 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 електрическа енергия – 831,69 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител пара – 127,71 лв./MWh.

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 – 1 202,58 лв./ knm^3 с калоричност 8 100 kcal/ knm^3 ;
- въглища – 438,25 лв./t с калоричност 5 208 kcal/kg;
- друг вид гориво (биомаса – слънчогледова люспа) – 300,00 лв./t с калоричност 4 000 kcal/kg).

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

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 75 000 t. сурова захар заедно със Завод за спирт през м. септември – м. октомври 2022 г. и през м. март – м. май 2023 г. с ПГ № 1 при натоварване 50-55 t/h или реализация на 136 129 MW_{th} и производство на 8 950 MW_e. Приложени са договори за доставка на топлинна енергия, предназначена за стопански /промишлени/ нужди със „Захар“ ЕАД и „Захарни заводи“ АД.

Предвижда се продажба на 6 468 MWh високоефективна комбинирана електрическа енергия, като – 5 468 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 1 000 MWh е предвидена за изкупуване на свободния пазар.

Условно-постоянни разходи

Разходи за амортизации – за 2021 г. са отчетени разходи за амортизации на стойност 538 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 22 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 „общи“ 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 2021 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 1 246 хил. лв. спрямо 1 107 хил. лв. за отчетната 2021 г. За новия ценови период разходът е съобразен с числеността на персонала, който през четвъртото тримесечие на 2021 г. е оптимизиран до 64 бр., както и с работната програма на дружеството. Увеличението се дължи на повишаването на минималната работна заплата, както и с цел доближаване към средната работна заплата в сектор „Енергетика“ и за поддържане нормален стандарт на живот на работещите в дружеството. Също така с увеличението се цели намаляване на 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.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – разходите, включени в тази част, са увеличени спрямо 2021 г. Определени са на база прецизна оценка и анализ на отчет за 2021 г. Увеличени са с 73 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 29.03.2022 г., доставки на въглища по договори и цена на недостиг на количеството за изпълнение на заложения програма. В цената по договор от 15.03.2022 г. – 230 USD/t, не влизат разходите за транспорт. За транспорт дружеството е заплатило 20 лв./t.

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД заявява, че централата работи с въглища, внос от Русия, които са висококалорични марка „Д“ и „ДОМ“ и с 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 е поставено с издаденото на дружеството Комплексно разрешително № 54/2005 г., актуализирано с Решение № 54-НО-ИО-А7-ТГ1/2021 г. 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. Тези обстоятелства ограничават района, от който могат да се доставят въглища с посочените характеристики, като на практика те могат да бъдат доставени само и единствено от Русия.

Цената на природния газ е определена съгласно указанията, дадени в Писмото. Цената на природен газ включва – пределни цени за пренос и снабдяване през разпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД за количества до 528 MWh.

Цена на пр. газ	113,73 лв./MWh
Цена за пренос	17,32 лв/MWh
Цена за достъп	0,79 лв./MWh
Цена + достъп + пренос	131,84 лв./MWh
Коефициент на преобразуване	10,574 kWh/m ³

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 определенията, съгласно § 1, т. 1 от Допълнителните разпоредби на Закона за управление на отпадъците. Приложени са договори с цената, на която ще бъде закупено биогоривото.

Разходите за закупуване на вода, консумативи (химически реагенти за омекотяване на речната вода) са прогнозиран на база производството на енергия и на база промени в цените за закупуването им.

СН_{ел.ен} на централата за прогнозния период са изготвени на база анализ на отчета за 2021 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 ел. енергия за захранване на помпи обратна вода;
- Провеждане на две кампании с „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 почти идентични с отчета за 2021 г.

Разходите за акциз на въглища и газ са съгласно удостоверение за ОАКП.

Разходи за емисии парникови газове през ценови период 01.07.2022 г.- 30.06.2023 г.:

За 2021 г. безплатно разпределените квоти на емисии от въглероден диоксид за „Захарни Заводи“ АД са били 22 027 t. Определени за ТЕЦ безплатни квоти са 17 422 t. През изтеклата година са изгорени 12 297,120 t. въглища и 83,489 km³ природен газ. Поради тази причина количествата квоти от въглеродни емисии за закупуване са 7 544 t. Изразходените средства за покупка на емисии за 2021 г. са общо 830 хил. лв.

За новия ценови период е предвидено да бъдат изгорени 24 658 t. въглища и 160 km³ природен газ, които ще емитират общо 50 258 t. емисии CO₂. Безплатно разпределените квоти за „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за 2021 г. са 21 452 t.CO₂, при което дружеството ще трябва да закупи 28 806 t.CO₂ при прогнозна цена на CO₂ квоти в размер на 80 евро/t., прогнозния разход за недостигащите количества CO₂ квоти е в размер на 4 507 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6 MW.

Образуване на цените:

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

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 4 507 хил. лв. на 3 318,6 хил. лв. или с 1 188 хил. лв., като необходимите за дружеството количества през новия ценови период в размер на 18 585 t. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 евро/t., съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 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 01.07.2022 г. - 30.06.2023 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 – 18 585 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 евро/t. (178,56 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,56 лв./t. X 18 585 t. = 3 318,6 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са 106 000 km³, 23 158 t. въглища.

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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,58% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 114,77 лв./MWh;

3. ГРД – 17,32 лв./MWh;

4. Достъп – 0,79 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 132,88 лв./MWh.

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

1. Корекция по природен газ														
		Q3			Q4			Q1			Q2			
		46.00			48.27			48.80			39.95			45.76
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	98	42	90	163	89	79	63	137	85	85	85	85	1,098
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	46.01
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	105.59
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-0.38	-0.48	-2.11	-7.53	-3.98	-4.24	-5.31	-8.37	-5.49	-8.68	-10.34	-8.46	-65
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140	105.59
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	105.59
2. Корекция по въглеродни емисии														
Количество, Qe	тона	7,544												
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	51.00												
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	71.23												
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-298.49												
Ht=Qg*(Цпг-Цl)t+Qe*(Цпе-Цпl)t±Pt-1													=	-363.88

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 403,14 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0,00 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 135,25 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 21 019 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 20 695 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 715 хил. лв. и променливи – 14 980 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 7 855 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,12%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 468 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 136 129 MWh.

25. „Декотекс“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. Е-14-61-1 от 01.04.2022 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 електрическа енергия – 532,01 лв./MWh
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 166,52 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с водна пара – 166,52 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 1 983,03 лв./knm³ (без ДДС и акциз).

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

Условно постоянни разходи – общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за ценови период 01.07.2022-30.06.2023 г. е 1 192 хил. лв.

Разходи за амортизации - разходите за амортизации за новия ценови период са планирани 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 78 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 109 хил. лв. за електрическата енергия.

Разходи за ремонт - прогнозните разходи за ремонт са в размер на 298 хил. лв. Предвиждат се 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 – 260 хил. лв.; Подмяна на маслена помпа – 21 хил. лв.; Подмяна на водна помпа – 11 хил. лв.; Ремонт на отоплителни линии и тела – 6 хил.лв.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Общият размер на планираните разходи, пряко свързани с регулираната дейност, е 485 хил. лв. Материалите за текущо поддържане в размер на 130 хил. лв. са изчислени на база предвидените работни часове на системата съответно разходите за масла, антифриз, свещи, бобини, филтри.

Променливи разходи - променливите разходи на дружеството за периода 2022 - 2023 г. са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

Регулаторна база на активите е в размер на 3 683 хил. лв. към 31.12.2021 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2020 г.,

които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Необходимият оборотен капитал е изчислен в размер на 620 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 - 2023 г. е в размер на 4,19%, изчислена съгласно Указания-НВ като средно претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2021 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2 MW.

Образуване на цените:

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

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,19% на 4,22% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 117,30 лв./MWh;
3. Пренос – 2,38лв./MWh;
4. Достъп – 4,15 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 123,83 лв./MWh.

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

1. Корекция по природен газ														
		Q3			Q4			Q1			Q2			
		46.00			48.27			48.80			39.95			45.76
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	890	129	0	0	0	0	0	0	1,500	1,500	1,500	1,500	7,019
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	42.72
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	126.74
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-3.51	-1.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-97.40	-153.96	-183.33	-150.08	-590
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140	126.74
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	126.74
$H_t=Q_g*(C_{пг}-C_{п})t+Q_e*(C_{пe}-C_{п})t\pm P_{t-1}$														= -589.76

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Декотекс“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 438,57 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 11,11 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 114,04 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 114,04 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 5 431 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 5 275 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 782 хил. лв. и променливи – 3 493 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 3 699 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,22%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 755 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 7 296 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 1 678 MWh.

26. „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-57-1 от 31.03.2022 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 01.07.2022 г. следните цени, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 183,38 лв./MWh.
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 190,52 лв./MWh.
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 472,96 лв./MWh;

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена и калоричност на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 441,15 лв./knp³, при долна работна калоричност 8 203 kcal/knp³.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

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 2020 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 31.12.2021 г. Признатата

стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2021 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Необходимият оборотен капитал е изчислен в размер на 481 хил. лв. 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 7,78%, като тя е изчислена, съгласно Указания-НВ, като средно-претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2021 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 № 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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,78% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 114,78 лв./MWh;

3. Пренос – 0,49 лв./MWh;

4. Достъп – 4,15 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 119,42 лв./MWh.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Енергиен център Зебра“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 449,33 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 21,87 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 160,64 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 154,34 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 7 045 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 6 957 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и променливи – 5 290 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 2 146 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,12%
 - 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. „Белла България“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-77-1 от 04.04.2022 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

„Белла България“ АД предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2022 г. преференциална цена на електрическа енергия – 357,93 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1 243,23 лв./knm³ и при долна работна калоричност на природния газ – 8 189 kcal/knm³.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

За новия ценови регулаторен период дружеството предвижда брутното производство на електрическа енергия да възлиза на 7 655 MWh, което е с 5 346 MWh повече спрямо отчетния ценови период или 231,53% увеличение, а прогнозираното производство на топлинната енергия се равнява на 8 670 MWh, което е с 6 044 MWh повече от отчетния ценови период или 230,25% увеличение. Произведената топлинна енергия е предназначена за собствено потребление, а приблизително 100% от нетната електрическа енергия се продава на ЕРП.

Прогнозираните условно-постоянни разходи за дейността през новия ценови период са увеличени средно с 8,61% спрямо отчетния ценови период 01.07.2020 -30.06.2021 г.

През първото тримесечие на 2023 г. „Белла България“ АД е планирало да извърши основен ремонт на съоръжението, който се прави на всеки 16 000 работни часа, както и на котел-утилизатора за повишаване ефективността на производство на топлинна енергия. Планираната инвестиция възлиза на 304 хил. лв.

През новия ценови период 01.07.2022-30.06.2023 г. се предвижда увеличение в променливите разходи спрямо отчетния, което основно се дължи на прогнозираното по-голямо производство на съоръжението и свързаните с това по-големи необходими количества за основните суровини, природен газ, вода и закупувана електрическа енергия за нуждите на производството. Освен това са взети в предвид и промяната на цените на някои основни суровини. Дружеството е представило в табличен вид цените на водата за гр. Ямбол, утвърдени от КЕВР, както и цени на закупената електрическа енергия за производството.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,05 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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,18% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 114,77 лв./MWh;

3. Пренос – 0,69 лв./MWh;

4. Достъп – 3,30 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 118,76 лв./MWh.

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

1. Корекция по природен газ														
		Q3			Q4			Q1			Q2			
		46.00			48.27			48.80			39.95			45.76
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	2,415	2,446	2,461	1,538	1,696	1,690	1,359	1,346	2,600	2,670	2,759	2,670	25,649
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	45.10
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	106.65
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-9.51	-28.38	-57.58	-71.16	-76.16	-91.36	-114.96	-82.22	-168.82	-274.05	-337.20	-267.13	-1,579
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140	106.65
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	106.65
$H_t=Q_g*(C_{пг}-C_{л})t+Q_e*(C_{пe}-C_{лl})t\pm P_{t-1}$														= -1,578.55

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Белла България“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 462,99 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 35,53 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 5 640 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 5 530 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 475 хил. лв. и променливи – 3 055 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 2 680 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,12%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 241 MWh.

28. „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-63-1 от 01.04.2021 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 01.07.2022 г., преференциална цена на електрическа енергия – 172,33 лв./MWh (без ДДС), която е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 123 лв./knm³, при долна работна калоричност 8 205 kcal/knm³.

Дружеството не е представило част от изисканите с писмото на КЕВР документи, в т. ч. и обосновка на ценообразуващите елементи за прогнозния период.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,835 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.

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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 114,74 лв./MWh;
3. Пренос – 0,67 лв./MWh;
4. Достъп – 2,27 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 117,68 лв./MWh.

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

1. Корекция по природен газ														
		Q3			Q4			Q1			Q2			
		46.00			48.27			48.80			39.95			45.76
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	927	1,068	1,044	1,045	1,069	1,085	1,052	963	1,100	1,100	1,100	1,100	12,653
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	45.69
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	106.71
надвзет/недовзет приход от природен газ	ХИЛ.ЛВ	-3.65	-12.39	-24.44	-48.35	-48.02	-58.64	-88.99	-58.80	-71.42	-112.90	-134.44	-110.06	-772
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140	106.71
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	106.71

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 516,52 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 89,06 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 2 595 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 527 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 393 хил. лв. и променливи – 1 134 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 1 651 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,12%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 700 MWh.

29. „Овердрайв“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2022 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението.

Със заявлението, дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2022 г. преференциална цена на електрическа енергия – 570,46 лв./MWh (без ДДС), която е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 366,09 лв./kNm³, при долна работна калоричност 8 190 kcal/kNm³.

„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 – 1 420 MWh;

- Електрическа енергия за собствени нужди – 340 MWh;
- Електрическа енергия за продажба – 1 080 MWh;
- Произведена топлинна енергия – брутна – 1 650 MWh.

Дружеството посочва, че тази производствена програма ще покрие нуждите на предприятието, собственост на „Овердрайв“ АД. Излишната електрическа енергия ще бъде продадена на „ЧЕЗ Електро България“ АД.

Инвестиционна и ремонтна програма – предвиждат се следните ремонтни дейности: основно обслужване и ремонт на двата когенератора; подмяна на спирателна и предпазна арматура на вход и изход от когенераторите; подмяна на два пластинчати топлообменника преди колектора; подмяна на две циркуляционни помпи; частичен ремонт на тръбните трасета.

Условно-постоянни разходи – дълготрайните материални активи, с отчетна стойност 862 хил. лв. към 31.12.2021 г. са амортизирани до 258 хил. лв. През 2022 г. ще бъде начислена амортизация в размер на 49 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 № 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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,78% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3

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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 115,54 лв./MWh;

3. Пренос – 0,7 лв./MWh;

4. Достъп – 4,24 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 120,48 лв./MWh.

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

1. Корекция по природен газ

		Q1				Q2		Q3			Q4			
		46.00		48.27				48.80			39.95			45.76
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	0.635	4.413	10.890	22.773	14.283	16.632	15.783	11.799	40.412	45.608	28.664	23.166	235
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	44.82
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	150.00	140.00	130.00	119.51
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0.00	-0.05	-0.25	-1.05	-0.64	-0.90	-1.34	-0.72	-2.62	-4.68	-3.19	-2.20	-18
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140	121.76
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.41	-22.17	-10.00	
Цена на пр. газ , Цпл	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	151.09	135.00	119.92

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Овердрайв“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 584,13 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 1 026 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 011 хил. лв., от които условно-постоянни – 278 хил. лв. и променливи – 733 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 378 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,12%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 080 MWh.

30. „МБАЛ – Търговище“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-65-1 от 01.04.2022 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 предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2022 г., преференциална цена на електрическа енергия – 890,58 лв./MWh (без ДДС), която е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 500 лв./knp³, при долна работна калоричност 8 200 kcal/knp³.

„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 период, освен задължителните ремонтни дейности са били извършени множество аварийни ремонти, без влагане на резервни части, като през това време инсталацията е била в престой, което е видно от намалените работни часове.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,104 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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,56% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

Крайна цена на природен газ – 115,13 лв./MWh.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „МБАЛ – Търговище“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 521,10 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 361 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 336 хил. лв., от които условно-постоянни – 205 хил. лв. и променливи – 131 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 606 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,12%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 248 MWh.

31. „Нова Пауър“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-13-308-1 от 01.04.2022 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представило на хартиен и електронен носител: модел за образуване на цени (приложения от № 1 до № 9) и документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 124,88 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 446,60 лв./MWh.

Цените са изчислени с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 650,00 лв./кнм³, при долна работна калоричност 8 000 kcal/кнм³.

Дружеството е предоставило обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи както следва:

Разходи за амортизации – за ценовия период са увеличени на 35 хил. лв. за съоръжения от топлопреносната мрежа, разположени в централата, също с 240 хил. лв. отнесени към стойността на ДА на топлопреносната и разпределителната тръбна мрежа, с дължина 100 000 метра, които ще придобие.

Разходи за ремонт – са прогнозирани в размер на 1 875 хил. лв.

Разходи за заплати и възнаграждения – за прогнозирания ценови период са в размер на 100 хил. лв.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ са 648 хил. лв.

Оборотния капитал е определен като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за дейността, като не са включени разходите за амортизации.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,05 MW.

Образуване на цените:

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ не са извършвани, тъй като дружеството не е работило през предходния регулаторен период.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Нова Пауър“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 487,27 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 59,81 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 192,53 лв./MWh;

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

- Необходими годишни приходи – 8 490 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 3 295 хил. лв., от които условно-постоянни – 8 391 хил. лв. и променливи – 4 603 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 2 235 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,43%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 195 MWh
 - Количество топлинна енергия с гореща вода – 10 187 MWh.

32. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-75-1 от 01.04.2022 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 01.07.2022 г. преференциална цена на електрическа енергия – 358,30 лв./MWh (без ДДС), която е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 1447,51 лв./kNm³, при долна работна калоричност 8 222 kcal/kNm³.

УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД е представило следната обосновка:

Дружеството притежава газов когенерационен модул с обща инсталирана електрическа мощност 0,15 MW и топлинна мощност 0,202 MW. Режимът на работа е непрекъснат 24 h. Разходът на природен газ по данни на производителя е 41,5 nm³/h при максимална мощност.

Цената на природния газ в съответствие с Приложение № 2 средно претеглена до м. 06. 2022 г. е 1477,51 лв. без ДДС за 1000 nm³ или 137,21 лв./MWh без ДДС.

Дружеството е приложило копие на договор с „Овергаз Мрежи“ АД и ценова листа от 1 март 2022 г. за клиентите на газовото дружество. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД посочва, че според заявката за 2022 г. попада в клиенти с равномерно потребление до 4 226 MWh/година.

Съгласно извлечение от инвентарната книга стойността на газов когенерационен модул е 744 792,67 лв. с ДДС, подобрение топлопровод – 32 400 лв., ултразвуков генератор – 2 300 лв., Двигател „Либхер“ 926G-82680, бойлери 3 бр. по 7012,87 = 21038,61. Общо 883 211,28 лв. Посочва се, че не е ползван данъчен кредит за ДДС при закупуването.

Предвиждани ремонти и инвестиции - подмяна на 2 бр. бойлери по 7012,87 = 14025,74 лв. Когенераторът е аварирал м. декември 2018 г. и не е работил през отчетния период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. и 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. Пуснат е в редовна експлоатация през м.07.2021 г. Дружеството посочва, че за базова година следва да се счита 2021 г.

Газовият когенерационен модул е обслужван от персонал - 4 работника, брутна месечна заплата -710 лв. или за 1 година 34000 лв. Социалните и здравни осигуровки за сметка на работодателя са в размер на 6000 лв. за 1 година.

Материали за текуща поддръжка

- Смяна на масло- на 1500 часа x 70 л.х блв/л без ДДС. 5 пъти годишно- 350 л. х 6 лв.=2100 лв.
- Разход на масло по 0,04 л./моточас – 300 л.х 6 лв. =1800 лв.
- Подмяна на свещи 6 бр.- 2 пъти годишно /на 3000 моточаса/ по 2796 лв = 5592 лв без ДДС ,
- Подмяна на ремъци , филтри и др. – 1000 лв. годишно.

Общо материали за текуща поддръжка и ремонт 10 500 лв./год. без ДДС.

Външни услуги , данъци такси и др. разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ - общо 20000 лв. без ДДС за 1 година.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,150 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.

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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 114,76 лв./MWh;

3. Пренос – 0,69 лв./MWh;

4. Достъп – 4,06 лв./MWh.

Крайна цена на природен газ – 119,52 лв./MWh.

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

1. Корекция по природен газ																
		Q3				Q4				Q1				Q2		
		46.00				48.27				48.80				39.95		45.76
		2021/2022														
		Отчетни данни														
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общ:		
Количество, Qg	MWh	54	229	203	273	310	372	293	265	189	272	280	272	3,011		
Цена на пр. газ , Цлг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	45.76		
Цена на пр. газ , Цтърговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	111.12		
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-0.21	-2.65	-4.74	-12.63	-13.93	-20.12	-24.81	-16.17	-12.27	-27.89	-34.16	-27.19	-197		
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140	111.12		
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	111.12		
$Ht=Qg*(Ц_{пр}-Ц_{л})t+Qe*(Ц_{не}-Ц_{п})t\pm Pt-1$															-196.79	

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 425,48 лв./MWh;

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

■ Необходими годишни приходи – 739 хил. лв., в т. ч.:

○ Разходи – 731 хил. лв., от които условно-постоянни – 288 хил. лв. и променливи – 443 хил. лв.

○ Регулаторна база на активите – 194 хил. лв.

○ Норма на възвръщаемост – 4,12%

■ Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 062 MWh.

33. „Коген Загоре“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-79-2 от 01.04.2022 г. за утвърждаване на пределна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара, считано от 01.07.2022 г. в размер на 318,57 лв./MWh, без ДДС. Към заявлението са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението, като не е представено

следното: одитиран годишен финансов отчет за 2021 г., отчетни справки за 2021 г. по прилагането на ЕССО, договори за доставка на природен газ, договори за покупко-продажба на електрическа енергия за прогнозния период, както и други разходно-оправдателни документи.

Предложената за утвърждаване пределна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1800,00 лв./ knm^3 и при долна работна калоричност 8 300 kcal/ knm^3 .

„Коген Загоре“ ЕООД е представило обосновка, както следва:

Дружеството притежава лицензия за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ чрез централа с инсталирана електрическа мощност – 5,868 MW и топлинна мощност – 8,694 MW. Към момента в експлоатация е промишлен парен котел ПКГ-4, с производителност 4 t/h суха наситена пара, с налягане 14 ata (1,3 MPa). Консуматор на полезната топлинна енергия от инсталацията е само пряко присъединен купувач – консервна фабрика, изградена до „Коген Загоре“ ЕООД, която работи при едноменен режим 5 дни в седмицата, което определя времето на работата на промишления парен котел, натоварването му и количеството на топлинната енергия за продажба.

Производствената програма е подчинена на производствените и отоплителните нужди на консервната фабрика на „Дилмано Дилберо“ АД. Производствената програма на котелната инсталация за прогнозния период, е както следва:

- Производство на топлинна енергия (суха наситена пара) – 477 MWh;
- Пара за собствени нужди – 4 MWh;
- Топлинна енергия за продажба – 473 MWh.

Инвестиционна и ремонтна програма за 2022 г. - 2023 г.

През периода 2022 г. -2023 г. дружеството не предвижда инвестиционни разходи за котелната инсталация. Включване на нов консуматор на топлинна енергия към „Коген Загоре“ ЕООД не се предвижда поне до 2023 г.

Ремонтната програма включва текущ ремонт и поддържане на съоръженията и агрегатите в котелната инсталация. Текущото поддържане ще се извършва от собствен ремонтен персонал. Специфични ремонтни работи ще се извършват от наети контрактори.

Условно-постоянни разходи (УПР)

Дълготрайните материални активи на котелната инсталация са записани в общата книга на активите на „Коген Загоре“ ЕООД. В частта за котелната инсталация са отнесени котелът и спомагателното оборудване, както и минимална припадаща се част от газовата, ВиК и електро структура на площадката.

Отчетените разходи за амортизация на „Коген Загоре“ ЕООД за 2021 г. са в размер на 162 хил. лв., а относимите към производството на топлинна енергия са 1 хил. лв. За новия регулаторен период прогнозните разходи за амортизации са в размер на 1 хил. лв., като са изчислени с годишната амортизационна норма препоръчана от КЕВР в указанията за образуване на цените. Дружеството прилага линеен метод на амортизация.

Прогнозните условно постоянни разходи за новия ценови период са определени на база отчетените разходи за 2021 г. на „Коген Загоре“ ЕООД и редуцирани само за производството на топлинна енергия от котелната инсталация. УПР (без разходите за амортизации) са в размер на 30 хил. лв.

Размерът на оборотните средства е изчислен също в съответствие на указанията на КЕВР.

Разходите за външни услуги отчетени за 2021 г. са в размер на 45 хил. лв., в това число:

1. Съобщителни услуги 19 хил. лв.;
2. Данъци и такси 5 хил. лв.;
3. Охрана 1 хил. лв.;

Променливи разходи

Преимуществена част от променливите разходи са разходите за гориво. Разходите за гориво са оценени при настоящата цена на природния газ – 110,28 лв./MWh.

Разходът на газ е оценен, при брутен КПД на котела 88%. През 2021 г. и 2022 г. „Коген Загоре“ ЕООД периодично (ежемесечно) пуска в работа до около 2 часа всяка когенерационна инсталация с цел профилактика в инсталациите за комбинирано производство поради продължителен престой, съгласно изискванията на фирмата производител.

Възвръщаемост на капитала

Нормата на възвръщаемост на капитала е оценена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 3%, по указанията на КЕВР.

Котелната инсталация не е натоварена с разходи по договори за кредити.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 5,868 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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 3,00% на 5,26% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 114,72 лв./MWh;

3. ГРД – 30,43 лв./MWh;

4. Пренос – 0,69 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 145,84 лв./MWh

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

1. Корекция по природен газ														
		Q3				Q4		Q1			Q2			
		46.00				48.27		48.80			39.95			45.76
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	78	1	111	93	104	28	30	480	11	20	30	40	1,027
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	47.39
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	101.68
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-0.31	-0.01	-2.60	-4.32	-4.67	-1.54	-2.53	-29.33	-0.71	-2.05	-3.67	-4.00	-56
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140	101.68
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	101.68
$H_t=Q_g*(C_{пг}-C_{п})t+Q_e*(C_{пе}-C_{п})t\pm Pt-1$														= -55.73

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Коген Загоре“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 455,20 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 159 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 152 хил. лв., от които условно-постоянни – 87 хил. лв. и променливи – 66 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 134 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,26%
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 350 MWh.

34. „Оранжеви Петров дол“ ООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-74-1 от 31.03.2022 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 01.07.2022 г. преференциална цена на електрическа енергия – 399,08 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1261,67 лв./knm³ и при долна работна калоричност 8 173 kcal/knm³.

„Оранжеви Петров дол“ ООД е представило обосновка, както следва:

Производствена програма

Производствената програма е разработена при следните изходни параметри:

- начална дата на ценови период	- 01/07/2022 г.
- номинална инсталирана електрическа мощност	- 2 000 kW
- номинална инсталирана топлинна мощност	- 1 977 KW
- собствена консумация в работен режим	- 100 kWh

Предвид производствената програма на дружеството и климатичните условия в района, се предвижда когенерационната инсталация да работи с натовареност от септември до май от ценовия период за подsigуряване на необходимата топлинна енергия за производството на „Оранжеви Петров дол“ ООД. Като приложение е представена производствена програма за прогнозния период.

Инвестиционна програма

Общата стойност на активите, участващи в Регулаторната база на активите при определяне на преференциална цена на комбинирана електрическа енергия за 2022 г., е в размер на 320 хил. лв. (РБА = А – АМ). А = 1072 хил. лв. – активи, в т. ч.: 751 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.; 321 хил. лв., оборотен капитал. АМ = 752 хил. лв. – амортизация за периода на използване

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.

Променливите разходи са както следва:

- разходи за природен газ, при цена на природния газ от 1261,67 лв./kNm³;
- разход за ел.енергия - 96 хил.лв.
- разходи за акциз на природен газ - 62 хил.лв.*

Условно – постоянни разходи

През новия ценови период от дейността на когенерационната инсталация са заложили следните прогнозни условно – постоянни разходи:

- разходи за амортизации - 270 хил.лв.
- разходи за ремонт (съгласно ремонтната програма) - 432 хил.лв.
- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 12 души) - 342 хил. лв.
- разходи за осигурителни вноски - 63 хил.лв.
- разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ - 457 хил.лв.,

в т. ч.:

- Материали за текущо поддържане - 399 хил.лв.
- Застраховки - 16 хил.лв.
- Данъци и такси - 2 хил.лв.
- Други, описани в Справка №1 - 40 хил.лв.

Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала

При изчисляването на нормата на възвръщаемост на капитала за прогнозния период 01.07.2022 – 30.06.2023 г. е използвана прогнозната капиталовата структура на дружеството към 31.12.2020 г. на база погасителните планове, формирана от:

- Договор за финансов кредит Прокредит 6/056 - 100,00 хил. лв.
- Договор за финансов кредит Прокредит 4/056 - 100,00 хил. лв.
- Договор за финансов кредит Прокредит 1/056 - 1 190,00 хил. лв.
- Собствен капитал - 47 хил. лв.

Дружеството е изчислило, съгласно Справка № 3, норма на възвръщаемост в размер на 3,39% към 31.12.2021 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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 3,39% на 5,19% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 115,97 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,69+1,99 = 2,68 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 118,65 лв./MWh.

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

1. Корекция по природен газ														
		Q3			Q4			Q1			Q2			
		46.00			48.27			48.80			39.95			45.76
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	0	0	1,263	3,509	3,237	3,462	2,734	2,940	3,541	3,406	2,273	0	26,364
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46.00	46.00	46.00	48.27	48.27	48.27	48.80	48.80	48.80	39.95	39.95	39.95	46.55
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	114.55
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0.00	0.00	-29.54	-162.38	-145.41	-187.13	-231.30	-179.58	-229.89	-349.58	-277.85	0.00	-1,793
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140	114.55
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	49.94	57.60	69.40	94.54	93.19	102.33	133.41	109.88	113.73	142.59	162.17	140.00	114.55
$Ht=Qg*(Ц_{пг}-Ц_I)t+Q_e*(Ц_{пe}-Ц_{II})t\pm Pt-1$														= -1,792.65

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Петров дол“ ООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 488,48 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 61,02 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 7 133 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 7 088 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 357 хил. лв. и променливи – 3 731 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 852 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,19%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 677 MWh.

35. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-33-2 от 31.03.2022 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР, като не е приложена информация по т. I. 8 (отчетни справки за 2021 г. по ЕССО) и т. I.9.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на електрическа енергия – 359,71 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 33,48 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 30,86 лв./MWh.

Изчисленията са извършени при следните цени на горивата(без ДДС):

- цена на въглища – 75,25 лв./t при калоричност 1 600 kcal/kg;
- цена на мазут – 1500,00 лв./t при калоричност 9 500 kcal/kg.

Обосновката на дружеството е следната:

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД 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 2021 г., съгласно Указания-НВ. Дружеството планира увеличение на разходите спрямо 2021 г. с около 10% колкото е признатата инфлация на база 12 месеца, с изключение на разходи за горива в които има по голямо увеличение.

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 324 120 MWh с гореща вода и 262 800 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 9 139 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 5 000 хил. лв. за цялата централа.

Регулаторна база на активите – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2021 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, възлиза на 152 441 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 01.07.2021-30.06.2022 г. оборотният капитал за производство е в размер на 45 151 хил.лв.

Норма на възвръщаемост – използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2021 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 4,25 %, а изчислената обща НВ е 7,65%.

Условно - постоянни разходи: условно-постоянните разходи са изчислени на база инфлация от 10,0%, 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 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г. разходите за амортизации са 10 187 хил. лв.

Разходи за работна заплата и осигуровки – за периода 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г. необходимите разходи са 16 188 хил. лв. - разходи за заплати и 4 630 хил. лв. за осигуровки. Средният списъчен брой на работници и служители в дружеството остава същият както е в края на 2021 г. В прогнозата е отчетено 10% увеличение на заплатите на служителите в съответствие с тенденциите в РБългария.

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 периода 01.07.2022-30.06.2023г.

Дружеството планира горивният микс за топлофикационния блок в ТЕЦ Бобов дол АД да се състои от въглища - доставяни от „Тибиел“ ЕООД с качествени показатели оптимални за производствения процес и цена 730 лв/т усл г, франко ТЕЦ и биомаса при цена на доставчика 150,0 лв./тон.

Гориво за разпалване (мазут) – разходите за мазут са изчислени по цена 1 500,00 лева/т.

Разходи за консумативи - за новия ценови период възлизат на 6 447 хил. лв.

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за почистване на димни газове от серни емисии;

Квоти за емисии на парникови газове – производственият процес е свързан с изгарянето на въглищата, биомаса и мазут, в резултат на което в атмосферата се емитират парникови газове. Заради изгаряните въглища и мазут централата отделя значителни количества парникови газове. Основната суровина, която дружеството използва за производството на електрическа енергия са въглища. Принудено от постоянно нарастващите цени на емисии на борсата, дружеството предприема стъпки към изгаряне на биомаса, с цел намаляване на емитираните количества.

Емитираните количества въглероден диоксид за новия ценови период са изчислени по утвърдения формуляр за годишното докладване на емисии от ПГ от ИАОС към МОСВ в който са попълнени прогнозното количество въглища и мазут при отчетени по верифициран годишен доклад /в приложение/ за 2021 г., EF за въглища от 84,900485 t.CO₂/TJ и фактор на окисление от 95,04786% 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 топлофикационния блок на централата е изчислено на 780 985 t.CO₂. Безплатни разрешителни по чл. 10а и чл. 10в Директива 2003/87/ЕС за новия ценови период не са разпределени.

Разходите за закупуване за прогнозния период – на база планираните количества въглища и мазут необходими за изпълнение на производствената програма, при цена 88,83 евро/t.CO₂ валидна към края на отчетната година.

С писмо с вх. № Е-14-33-2 от 05.05.2022 г. дружеството е представило допълнително информация, във връзка с подаденото заявление за цени за периода

01.07.2022 г. - 30.06.2023 г. Дружеството посочва, че за прецизиране на цените на суровините, формиращи в периода на планиране на „ТЕЦ Бобов дол“ АД, същите отразяват влошената обстановка в света по достоверно. В заявлението е допусната техническа грешка и следва да се чете въглища на цена от 207,63 лв./т съгласно представен анекс с „Тибиел“ АД и биомаса на цена от 342,50 лв./т. – цена определена средноаритметично на база на предоставените анекси с „Тибиел“ АД и договор за доставка с „Хийт Енерджи“ ЕООД.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност
210,00 MW.**

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:
- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 135 686 хил. лв. на 139 458 хил. лв. или с 3 772 хил. лв., като необходимите за дружеството количества през новия ценови период в размер на 780 985 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 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 01.07.2022 г. - 30.06.2023 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:

Показател	Дименсия	Вид гориво			Общо
		въглища	ВЕИ	мазут	
1. Емисионен фактор	t.CO ₂ /TJ	84,9005	0	77,40	
2. Долна топлина на изгаряне	kcal/kg				
3. Долна топлина на изгаряне	GJ/t.	6,9525	0,0000	40,00	
4. Коефициент на окисление	-	0,950479	1	1	
5. Количество гориво	t.	1 358 375	0	6 100	
6. Количество емисии CO ₂	t.	762 099,5	0	18 885,6	780 985

Прогнозни емисии CO₂ – 780 985 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 евро/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 780 985 t. = 139 458 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са **6 100 t. мазут и 1 358 375 t. въглища.**

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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,65% на 4,17% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

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

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	752,943
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51.00
Отчетена цена на въглеродни емисии, ЦII	евро/тон	71.23
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-29,791.27

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „ТЕЦ-Бобов дол“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 498,18 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 70,72 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 52,18 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 49,30 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 601 977 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 594 462 хил. лв., от които условно-постоянни – 74 823 хил. лв. и променливи – 519 640 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 180 234 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,17%
 - Електрическа енергия – 1 164 000 MWh
 - от високоефективно комбинирано производство – 219 000 MWh.
 - от невисокоефективно производство – 945 000 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 175 200 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 262 800 MWh.

36. „Топлофикация Петрич“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-71-1004 от 18.05.2022 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. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 220,23 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 400,43 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ – 1 500,00 лв./knm³, без ДДС.

Дружеството не е представило част от изисканите с писмото на КЕВР

документи, в т. ч. и обосновка на ценообразуващите елементи за прогнозния период.

Образуване на цените:

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

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,60% на 4,57% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 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 отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 115,97 лв./MWh;
3. Пренос – 0,7 лв./MWh;
4. Достъп – 5,95 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 122,62 лв./MWh.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Петрич“ ЕАД следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 357,61 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0,00 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 213,88 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 37 605 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 36 612 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 688 хил. лв. и променливи – 28 923 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 21 709 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,57%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 60 300 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 75 000 MWh.

Изказвания по т.2.:

И. Александров: Уважаеми г-н Председател, уважаеми членове на Комисията. От дружествата в сектор „Топлоенергетика“, които са около 40 на брой, е изпратено писмо от Комисията със съответни указания как да подготвят своите заявления, кои форми да попълнят. Те съответно са прозрачни, намират се намират на сайта. Дружествата в указания срок са подали своите заявления. Работната група с участието на Правна дирекция сме прегледали заявленията от формална страна дали те отговарят на всички необходими изисквания. Най-вече дали дружествата в сектор „Топлофикация“ са публикували своите заявления в един местен ежедневник или

съответно на сайта, за да има публичност. Така, след като заявленията са приети от формална страна, са разгледани съответно по същество. Основният фактор, който формира цените, и съответно разликите между новите цени и старите цени, това е цената на природния газ. На нея ще се спра малко по-подробно. В съответствие с всички указания ние сме ползвали информация, говоря за цената, която е средна в момента, за отделните тримесечия на новия ценови период. Тя е 114,77 лв./MWh, като е получена като съответните стойности по тримесечия на холандската борса TTF са взети към 24 май, този месец, стойностите. Съответно отчетени са корекциите по отношение на алтернативните горива, както и допускането, че азерският газ в следващия ценови период ще пристига в общия микс в неговата цялост, т.е. в пълния му размер. При тези допускания, които са според работната група реални и допустими, е изчислена средна цена за всички топлофикационни и заводски централи и оранжерии – 114,77. Съответно тази цена, която е единна за всички, се претегля по месеци за всяко едно дружество със съответните негови прогнозни количества природен газ, който ще консумира. Така всяко едно дружество формира индивидуална цена на природния газ, като към нея се добавят цени за пренос и достъп по съответната мрежа. За съответните дружества, които са разположени на ГРД, на мрежа на ГРД, съответно е добавена и цената за пренос по съответната мрежа и именно затова цената се повишава при тези дружества. По отношение на цената на природния газ, сравнена със старата цена от 01.07.2021 г., която е 45,76 лв./MWh, повишението е 150,84% на природния газ. Това по отношение на цената на природния газ.

По отношение на цената на CO₂ квотите. Миналата година през съответните анализи и прогнози сме направили прогноза за цената 51 евро/тон и именно тази цена е влязла в старите цени от 01.07.2021 г. Сега сме направили отчет и прогноза за съответно цената на CO₂ квотите през новия ценови период и работната група е изчислила 91,30 евро/тон. Повишението на цената на квотите в цените в доклада, този настоящият, който разглеждаме, и решението от 2021 г. е в размер на 79,02% увеличение. Искам дебело да подчертая, и в табличен вид сме извадили работната група за всички топлофикационни дружества. Тези два фактора като разходи формират ... ще зачета само за някои дружества дела от необходимите приходи на дружеството. За „Топлофикация София“ ЕАД – 87,61% от необходимите приходи, Пловдив – 78. 85 на Плевен, 78 на Бургас. На Варна – 77. Враца – 83 и т.н. Тоест при един среден процент, който е от порядъка на 80 и нагоре процента, така да се каже, това са неконтролируеми разходи, върху които Комисията не може да влияе. Те са такива ... те са привнесени през цените на горивата и емисиите, както се казва, отвън. Така че контролируемите разходи и всички останали разходи се побират в ... за София – 12%, в Плевен в 14% и т.н, и т.н. В тези проценти, които са минимални, са всички останали. Аз ще зачета основните позиции, това са разходите за амортизации, разходите за ремонт и разходите за заплати и възнаграждения, осигурителни вноски и социални разходи. И в една голяма група, която е около 20 разхода, са озаглавени с общото наименование „разходи, пряко свързани с регулираните дейности“. Ще се спра поотделно за всяка една група разходи. По отношение на разходите за амортизации, прието е (описано е това в общия подход), че за всички дружества отчетната стойност на активите в производството Комисията приема срок от 15 години. Така 1/15 от тях част се допуска като разход от отчетна стойност на активите. По отношение на активите в преносната част, това е за топлофикациите, срокът е 35 години. Не искам да го коментирам, достатъчно дълъг е, което пък формира след себе си възможно по-ниски разходи за амортизации в преноса. По отношение на разходите за ремонти, работната група е била изключително стриктна по отношение на стойността. Допускани са превишения спрямо миналогодишната отчетна стойност, само там, където има аргументирани обосновки по

позиции, и съответно с анализи на много дружества са необходими основни ремонти при изтичане на определен брой часове пробег на съответните съоръжения, които са лимитирани от изисквания на завода производител.

По отношение на разходите за заплати и възнаграждения, също тук сме били сравнително стриктни. Не сме допускали по-големи повишения от 10-15%, и то частично на някои дружества, като съответно са направени анализи, особено по отношение на „Топлофикация София“ ЕАД, как години наред „Топлофикация София“ ЕАД, нека да остане в протокола, много държа, не спазват регулаторната рамка по отношение на заплати и възнаграждения, и осигурителни вноски и социални разходи. Тоест рамката от Комисията е една, а техните синдикати съвместно с ръководството се спират на друга стойност, правят си съответните повишения и ние това го виждаме като отчетна стойност на този разход. По отношение специално на „Топлофикация София“ ЕАД, корекцията особено на осигурителните вноски с 10 милиона е отразена в доклада подробно. По отношение на разходите, пряко свързани с регулираните дейности, тук не сме допускали повишение спрямо отчетната стойност от миналия ценови период. Новите разходи за по-ниски.

Искам да се спра върху начина, по който са изчислени компенсациите. Изискали сме от всички дружества отчетни разходи за потърбените количества природен газ по месеци – от юли миналата година до м. април. Така при тези и прогноза съответно до края на периода. При тези разходи и цената, която средна, ще кажа 45,76 от миналата година, при която сме направили цените, сме изчислили в момента помесечно сме взели утвърдените цени, които Комисията е утвърдила, на природния газ и е отчетена разликата. Сега отварям една голяма скоба. За топлофикационните дружества, които са получили компенсация от държавата за месеците от декември 2021 г. до април, включително, 2021 г., тези разходи, които са компенсирани, са извадени от компенсациите, които ние в момента допускаме в цените. В табличен вид имаме съответно ... са изчислени и таблиците са в доклада, за всяко едно дружество отделно. Например общата сума на всички компенсации, правейки уточнението, че за последните три месеца отчетните данни на природния газ трябва да бъдат коригирани, това ще бъде направено в последващото решение, получените компенсации са от порядъка на 220 мил. лв. В същото време изчислени са и компенсациите, които са дължими по отношение на разликите в цената на CO₂ квотите. Миналата година, казах, при 51 евро/тон. Изчислили сме една средна цена на квотите за периода със 71,23 евро/тон, като разликата също е изчислена. Така или иначе общите за всички дружества сумарно компенсации са от порядъка на 500 млн. лв., като само за София са 350 млн. лв. Тези 350 млн. лв. за София, като най-значимо и най-голямо дружество, са отразени в цената на електрическата енергия, по-точно в премията. Какво друго пропускам?

По отношение на загубите по преноса. Това е съществен технически параметър – загуби по пренос на топлинна енергия. Рестриктивна е позицията на Комисията и в годините назад, като винаги сме коригирали загубите по преноса, което е един прийом, инструмент, за да се стимулират дружествата да инвестират за тяхното намаляване. Тази година тази рестрикция е направена също. По отношение на София загубите по преноса са намалени от грубо 20% на 10%, като съответната енергия от порядъка на 490 хил. MWh е прехвърлена за продажба. Това е стимулиращ метод, София особено да обърне внимание на загубите по преноса за новия ценови период и във връзка с инвестициите, които се предвиждат да бъдат направени в тази посока. В крайна сметка цените са изчислени ... Сега, основно нещо. За топлофикационните дружества тези компенсации са отнесени към премията за електрическа енергия. При всички останали по същия начин са изчислени компенсациите. Те са отнесени към разходната част на цените. Именно затова може да се забележи и в цените, че при тях повишението на

цената на електрическа енергия е по-малко.

Искам да кажа няколко неща по отношение на заявлението на „Топлофикация София“ ЕАД. Провокиран съм от неправилното медийно тълкуване на тяхното предложение. „Топлофикация София“ ЕАД са направили предложение в заявлението си с 91 лв./MWh природен газ, като тяхното допускане е, че включително азерският газ ще бъде отнесен приоритетно към топлофикационните дружества. С тази драстично пониска цена на природния газ, тяхното заявление е изкуствено занижено. По отношение на емисиите. Заявлението е направено при 80 евро/тон емисии. Както се вижда, ние работим при 91,3. В същото време Комисията има регулаторно правомощие по отношение на топлофикационните дружества да определя за регулаторни цели коефициент на ефективност за електрическата енергия. Този коефициент за ефективност за електрическата енергия регламентира каква част от горивото при разделянето на горивото между топлинната и електрическата енергия ще бъде отнесено към електрическата енергия. Тоест за всички останали централи, оранжерии и т.н. този коефициент е нормативно приет такъв, какъвто е по техните нормативи на съоръженията. Тук Комисията има своето регулаторно правомощие. Миналата година този коефициент за София е бил 50,23. Сега те са направили заявлението си при 25, т.е. ниската цена на топлинната енергия на София, която е заявена и която се тиражира по медиите, е изкуствено занижена още един път, по трети начин, чрез този нисък коефициент на електрическа ефективност 25. Тоест прехвърлили са повече разходи в електрическата енергия. Така че заявлението на „Топлофикация София“ ЕАД е нерелевантно към нормалните, обективни условия за формиране на една цена. Именно затова и нашето предложение е по-високо, защото всички тези неправомерности са изправени.

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

1. Да приеме доклада.
2. Да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени представители на заявителите, на които да се осигури възможност и за дистанционно участие;
3. Приетият доклад, датата и часът на откритото заседание да бъдат оповестени на интернет страницата на КЕВР.

Благодаря за вниманието.

С. Тодоров: Благодаря, г-н Александров. Колеги от Комисията, имате ли въпроси?

П. Младеновски: Искам да допълня още нещо за „Топлофикация София“ ЕАД. Освен всичко, което изброи г-н Александров, че те са си наложили автоцензура, така да се каже, при попълване на заявлението. Другото нещо е натрупаният дефицит за този ценови период в размер на близо 350 млн. лв. Те са го посочили в заявлението, но не са го вкарали при изчисленията на цените. Тоест тяхната презумпция, че този дефицит ще се покрие от въздуха, от фонда или от който и да е, но той не е включен при самото ценообразуване. Именно поради всички тези фактори, които изтъкнахме, занижена цена на газа, занижена цена на квотите, промяна в коефициента, дефицит, който не е посочен откъде да се покрие, и не е включен като ценообразуващ елемент, съответно се получава резултатът, който е в заявлението и който в момента е по медиите, за „Топлофикация София“ ЕАД.

С. Тодоров: Благодаря, г-н Младеновски. Колко са реалните загуби на

софийската топлофикация? А за миналата година колко им бяхме заложени като цел?

И. Александров: 360 хил. MWh миналата година бяха коригирани от Комисията и съответно бяха прехвърлени към продажбите. Тази година 490. В момента нямам точната стойност, но може би около 15% миналата година сме й дали регулаторно загуби по преноса на топлинна енергия.

С. Тодоров: Казахте, че по отношение на газа всички топлофикации са получили около 220 млн. лв. компенсация. Правилно ли чух? И остават да бъдат докомпенсирани около 500 млн. С други думи целият...

И. Александров: В тези 500 са включени компенсациите от CO₂ и ...

С. Тодоров: Разбрах. Докато в 220 са само за газа.

И. Александров: без микрофон

С. Тодоров: Каква е прогнозната пазарна цена на електроенергията, която сте изчислили, за изчисляване на компенсациите и премиите?

И. Александров: 427,46.

С. Тодоров: Добре.

П. Младеновски: без микрофон.

С. Тодоров: Виждам, че единичните цени на топлинна енергия за различните топлофикации е предложено да варират от приблизително 100 лв. до 150 лв. На какво се дължи тази голяма разлика в отделните топлофикационни дружества? Да кажем, примерно, „Топлофикация-ВТ“ АД и „Топлофикация Разград“ АД са с най-високи цени.

И. Александров: Единият от факторите за тези дружества цената да бъде голяма е това, че те се намират на газоразпределително дружество. Те към тази цена, която е релевантна за всички останали, са добавя и една добавка, която е цена за пренос на съответното дружество. Но бих казал, че това е един от факторите. Има и други фактори. Това, че те са предимно малки топлофикации. Специално за Велико Търново искам да кажа. Централата е проектирана при една по-голямо потребление на топлинна енергия и след отказа на Военното училище от топлинна енергия с гореща вода, там рязко падат количествата за реализация на топлинна енергия и съответно повишава, така да се каже, по естествен път загубите, което пък утежнява и цената. Защото не със същия темп е възможно разходите да бъдат намалени в производството. Така че то е комплекс от фактори.

А. Йорданов: Съответно и амортизационните отчисления се разпределят върху по-малко...

И. Александров: Да, да.

С. Тодоров: Тези премии, които ще получават тези дружества, във връзка с

електрическата енергия, която е добита по високоефективен начин, като разчет имаме ли като приходи във ФСЕС?

П. Младеновски: Да, има ги. В следващия доклад ще се види. Има ги заложи, те са близо 940 млн. лв.

С. Тодоров: Благодаря. Ако правилно разбрах, софийската топлофикация иска 25% от общите разходи за енергия и квоти да бъдат асоциирани с разходната част на топлинната енергия.

И. Александров: Ако визирате, г-н Председател, коефициента за електрическа ефективност, 25% - това е все едно софийската топлофикация с нейните сравнително ефективни съоръжения (казвам сравнително, защото не са най-ефективните) те считат, че те ще работят с КПД 25%, т.е. електрическата енергия ще бъде произведена с КПД 25%, което е изключително ниско. Това прехвърля голяма част от общите разходи за гориво към електрическата енергия и съответно прави цената на електрическата енергия много голяма. Нормалните стойности са, да кажем, при подобен тип турбини са 48% – 49% електрическо КПД. Тогава 48% ще отидат в електрическата енергия, останалите в топлинната. Чрез това изкривяване изкуствено се прехвърлят големи разходи в електрическата енергия с цел облекчаване цената на топлинната енергия, виждайки, че тя има основателни фактори много да нарасне като цена.

С. Тодоров: Добре. Заповядайте, г-н Голубарев.

Б. Голубарев: Точно в тази връзка този коефициент на ефективност на електрическата енергия, прави ми впечатление, че от списъка под №29 „Димитър Маджаров - 2“ ЕООД, под №34 „Топлофикация Петрич“ ЕАД, съответно коефициентът на първия е 0,52, на втория е 0,59. Това така ли е?

И. Александров: Така е, да.

П. Младеновски: Това са нормалните коефициенти.

Б. Голубарев: Защото малко отиваме, да кажа, перпетуум-мобиле.

И. Александров: За всички дружества, които не са топлофикации, аз го казах това, традиционно тези коефициенти са в порядъка на около 0,5 (48-49), мъничко под 0,5. Само за топлофикационните дружества от минали години сме се опитвали при други обстоятелства, искам да кажа разходни обстоятелства – и на емисии, и на газ, дружествата да бъдат групирани в групи с еднакви коефициенти. Тази година те не са групирани в групи, а в някаква степен, говоря за топлофикациите, са индивидуализирани тези коефициенти с малки разлики, които целят облекчаване и привеждане на цената на топлинната енергия в съответствие с нормални цени и норми за това. Защото наистина те, по медиите го коментираха, при както се казва „папагалско“ попълване на ценовите справки, някъде излизат цените неплащаеми.

Б. Голубарев: Аз с това съм съгласен, но коефициент над 0,5 ме смущава за електрическата енергия по чисто технологични и чисто, как да кажа, природните закони не го допускат, така да го кажа по-лесно.

И. Александров: Приемам забележката. Ще разгледаме, специално за Маджаров, този коефициент и съответно за решението ще бъде ... ще имаме повече информация за него.

А. Йорданов: Г-н Председател, ако позволите, имам едно съвсем кратко изказване.

С. Тодоров: Заповядайте, г-н Йорданов.

А. Йорданов: Поводът е ценовото заявление на „Топлофикация София“ ЕАД. Очевидно, че заявлението е изготвено преднамерено с цел да служи по-скоро за медийното отразяване, отколкото за целите на ценовото регулиране, които Комисията прилага, с което просто искам да изразя възмущението си от поведението на мениджмънта на „Топлофикация София“ ЕАД по този повод, тъй като всъщност той така прехвърля тежестта основно върху регулатора и сменя от себе си мениджърската отговорност за предстоящите цени, които регулаторът ще утвърди. При нормални обстоятелства ние следваше да приемем по-ниското ценово заявление на „Топлофикация София“ ЕАД, само че практиката сочи, че впоследствие те започват да водят съдебни дела срещу регулатора и съответно тези ниски прогнози, които дават за цени на природен газ и емисии, после ще ги оспорват по съдебен ред и ще търсят компенсации през друг механизъм. Така че просто исках да отбележа, че поведението на „Топлофикация София“ ЕАД е изключително некоректно и нечестно с оглед на ценообразуването, с оглед на медийното отразяване - не коментирам.

С. Тодоров: Добре, благодаря, колеги. Разбирам, че сте изпратили запитване към всички топлофикационни дружества да изяснят размера и стойностите на доставките си за горива през предходния период, така че да проверите натрупания дефицит дали отговаря на реално направените разходи. Моля тази информация да бъде взета при окончателното решение.

Ако няма други коментари, насрочвам открито заседание за 02.06.2022 г. от 10:00 ч. Срок за представяне на становища до 02.06.2022 г., 16:00 ч. Насрочване на закрито заседание за приемане на проект на решение на 03.06.2022 г. от 14:00 часа.

Насрочвам обществено обсъждане на 07.06.2022 г. от 10:00 часа.

Насрочване на закрито заседание на 01.07.2022 г.

Колеги, подлагам на гласуване така подложения доклад от работната група. Има ли против? Няма. Приема се.

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 доклада 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“ от 01.07.2022 г.;

2. Насрочва открито заседание на 02.06.2022 г. от 10:00 ч., 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 02.06.2022 г.;

5. Насрочва закрито заседание за приемане на проект на решение на 03.06.2022 г. от 14.00 часа;

6. Насрочва обществено обсъждане на 07.06.2022 г. от 10:00 часа;

7. Насрочва закрито заседание за приемане на окончателно решение на 01.07.2022 г.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Станислав Тодоров и членовете на Комисията Александър Йорданов, Благой Голубарев.

Решението е взето с **три гласа „за“** (Станислав Тодоров – за, Александър Йорданов - за, Благой Голубарев - за), от които **два гласа** (Александър Йорданов, Благой Голубарев) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

Председателят обяви почивка от 5 минути.

Заседанието продължава в 11.10 часа

В заседанието участват председателят Станислав Тодоров и членовете на Комисията Александър Йорданов, Благой Голубарев.

По т.3. Комисията разглежда доклад с **вх. № Е-Дк-1501 от 23.05.2022 г. относно утвърждаване на цени в сектор "Електроенергетика", считано от 01.07.2022 г.**

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 на 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 на платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период, но са проведени 19 търга, относими частично към периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

Дата	Инициатор	Продукт	Период	Цена лв./MWh
18.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	453,08
10.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	440,40
13.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	427,50

Видно от горната таблица средната постигната цена за второто полугодие на 2022 г. или първата половина от регулаторния период е в размер на 440,33 лв./MWh, като за последните 2 месеца бележи ръст от 6%.

Дата	Инициатор	Продукт	Период	Цена лв./MWh
18.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	441,69
10.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	438,02
13.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	440,21
01.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	468,39
25.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	432,01
22.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	414,39
17.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	442,79
10.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	545,05
09.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	590,00

Видно от горната таблица средната постигната цена за третото тримесечие на 2022 г. е в размер на 468,03 лв./MWh, като след първоначалния ръст през началото на м. март, пазарът се успокоява трайно на нива около 440,00 лв./MWh.

Дата	Инициатор	Продукт	Период	Цена лв./MWh
18.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	469,18
10.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	450,79
13.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	441,30
01.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	463,53
25.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	429,79
22.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	412,94
11.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	456,20

Видно от горната таблица, средната постигната цена за четвъртото тримесечие на 2022 г. е в размер на 446,25 лв./MWh, като отново се наблюдава ръст през края на м. март, след което пазарът се успокоява трайно на нива около 450,00 лв./MWh.

Динамиката на постигнатите на търговете на БНЕБ ЕАД цени пряко корелира с фючърсите за региона (румънската и унгарската борси), като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс варира между 15,00 €/MWh и 21,00 €/MWh. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърсните сделки, които по своята същност са

стандартизирани финансови форуърдни сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „ден напред“.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX¹³ (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 фючърсните сделки на HUDEX¹⁴.

В следващата таблица е представено сравнение на цените на фючърсите за H2 2022.

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -OPCOM	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q3 2022	456,37	482,29	494,02	495,98
Q4 2022	521,05	538,66	550,39	551,47
H2 2022	488,71	510,47	522,21	523,72

Горните данни показват, че стандартната девиация между българския и румънския пазар е около 22,00 лв./MWh, докато с унгарския – около 33,50 лв./MWh. Ако се анализират данните по месеци и/или тримесечия, девиацията български-унгарски пазар варира от 30,00 лв./MWh до 40,00 лв./MWh, в зависимост от търгуваните обеми и цените на капацитетите в региона. Към настоящия момент не са налични данни на EEX относно Q1 2023 и Q2 2023, съответно за H1 2023 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 2023	533,79	567,29	569,52
Q2 2023	362,44	395,94	389,66
H1 2023	448,12	481,61	479,59

От горните данни може да се направи извод, че относимите стойности към българския пазар са за H2 2022 – 488,71 лв./MWh и за H1 2023 – 448,12 лв./MWh или средно за регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. в размер на 468,42 лв./MWh.

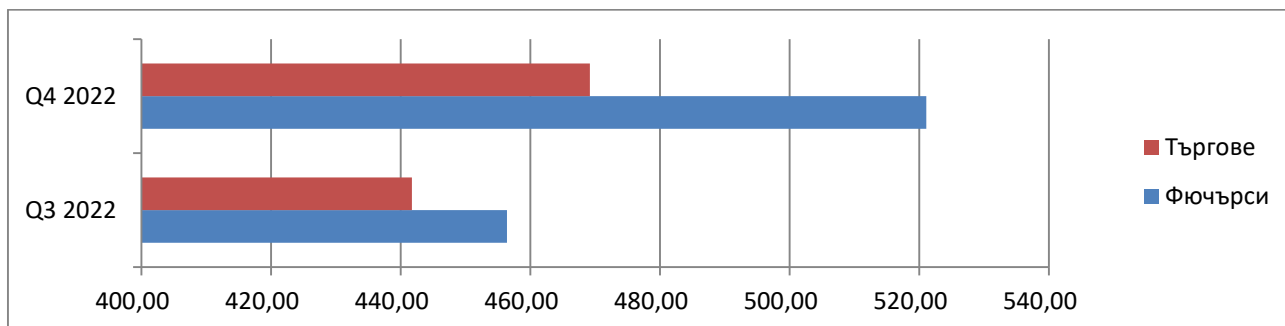
Основният движещ фактор за покачването на цените на европейските, съответно регионалните борси, освен покачването на цените на квотите за въглеродни емисии, е рекордно високата цена на природния газ на европейските борси. Пряката корелация между тези две цени се обуславя от факта, че основно газови централи 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. Оценките на анализаторите са противоречиви, като някои от тях определят този ръст като временно явление, докато други са на мнение, че покачването ще е трайно и ще придобие системен характер.

Ако се сравнят, обаче, постигнатите нива на търговете, организирани на

¹³ <http://www.eex.com>

¹⁴ <https://hudex.hu>

платформите на БНЕБ ЕАД и референтната фючърсна стойност за съответния период, се забелязва допълнително отклонение, представено в следната графика:



Подобна асиметричност в двете посоки се получава, когато развитието на една пазарна зона се отклонява от преобладаващия цикъл в околните пазари и обикновено се дължи на спекулативен приток на капитали, инфлационни процеси, нормативни и регулаторни намеси и др. В конкретния случай, най-вероятната причина е наложеното ограничение на търговете максималното оферирано количество да не превишава 5 MW, чиято цел е предотвратяване на помпването на спекулативни балони.

При прогнозирането на цената за предстоящия регулаторен период би следвало да се отчете горната асиметричност, като се предвиди допълнително отклонение на цената в размер на около 8%. В тази връзка, след прилагане на посочената корекция прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. следва да е в размер на 430,94 лв./MWh.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. е определена в размер на 430,94 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 01.01.2021 г. – 31.12.2021 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 2021 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 2021

г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2021 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна годишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент, съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от горната симулация са, както следва:

1. Независим преносен оператор:

Извършена е симулация на участието на ЕСО ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	207,73 лв./MWh
3	Групов коефициент Kt (р.2/р.1)	0,97711
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	421,08 лв./MWh

2. Оператори на електроразпределителни мрежи:

Извършена е симулация на участието на „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД, с предишно наименование „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „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	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	220,40 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (р.2/р.1)	1,03675
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	446,78 лв./MWh

3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия:

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ ЕАД, „Веolia Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – Габрово“ 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	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	210,87 лв./MWh
3	Групов коефициент Kc (р.2/р.1)	0,99192
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	427,46 лв./MWh

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

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос 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) и „Екосолар“ ЕООД (ФЕЦ Екосолар) 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	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	195,19 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	0,91816
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	395,67 лв./MWh

5. 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	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	217,17 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	1,02152
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	440,21 лв./MWh

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

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

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	188,07 лв./MWh

3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	0,88464
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	381,23 лв./MWh

7. 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	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	191,61 лв./MWh
3	Групов коефициент Kb (p.2/p.1)	0,90131
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	388,41 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 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., съответно за оператора на електропреносната мрежа, операторите на електроразпределителни мрежи и групите производители е, както следва:

1. Независим преносен оператор – 421,08 лв./MWh;
2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 446,78 лв./MWh;
3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 427,46 лв./MWh;
4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 395,67 лв./MWh;
5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 440,21 лв./MWh;
6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 381,23 лв./MWh;
7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 388,41 лв./MWh.

II. ПРОИЗВОДИТЕЛИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

При утвърждаване на цените на енергийните предприятия, получили лицензия за дейностите „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-14-24-5 от 31.03.2022 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление с вх. № Е-13-12-4 от 31.03.2022 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2022 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-34-3 от 01.04.2022 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД, заявление с вх. № Е-14-09-4 от 01.04.2022 г. от „Топлофикация Русе“ АД и заявление с вх. № Е-13-01-10 от

31.03.2022 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) относно водоелектрическите 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-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.2., на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 55,01 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 858 220 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 601 067 MWh.

Със заявление с вх. № Е-14-24-5 от 31.03.2022 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия – 63,82 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 226 231 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 118 523 хил. лв.; консумативи – 1 628 хил. лв.; други променливи разходи – 2 000 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 1 950 хил. лв.; вноски за фонд „Радиоактивни отпадъци“ и за фонд „Извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения“ – 104 080 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 700 945 хил. лв., в т.ч.: разходи за заплати – 166 210 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 73 621 хил. лв.; социални разходи – 27 998 хил. лв.; разходи за амортизации – 204 068 хил. лв.; разходи за ремонт – 119 769 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 137 278 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 64 062 хил. лв.;
- Нетна електрическа енергия – 15 531 042 MWh;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 16 185 249 MW*h.

Ценообразуващите елементи са определени от дружеството при следните допускания:

- цената на електрическата енергия възстановява икономически обосноваваните годишни разходи за осъществяване на лицензионна дейност, в т.ч. разходи за управление, експлоатация и поддръжка, ремонти, амортизации, гориво и разходи, произтичащи от лицензионни и нормативни изисквания;
- цената на електрическата енергия осигурява икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала от 2,9%, при оборотен капитал 78 093 хил. лв. и регулаторна база на активите 2 226 104 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 2022 г. съгласно процедурата в Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС); прогнозни режими на работа на ЯЕБ през 2022 г. – 2023 г. съгласно плана за развитие на дружеството; планови престои за ПГР – 40 календарни дни на ЯЕБ № 6 през второ полугодие на 2022 г., 40 календарни дни на ЯЕБ № 5 през първо полугодие на 2023 г.; допустима непланова неготовност – 1%, при световна тенденция за АЕЦ в експлоатация – до 3%; прогнозен размер на производство (бруто) за регулаторния период при така планираните експлоатационни режими в размер на 16 379 550 MWh;

- прогнозен размер на собствените нужди (бруто производство, намалено с търговски нетен износ в ЕЕС) на база прогнозни експлоатационни режими, в размер на 848 508 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 – 825 708 MWh (5,04 % от прогнозното бруто 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 завишен с 11,4% спрямо отчетения за 2021 г.;

- разходите за амортизации за обекти от електропроизводството са прогнозираны в размер на 204 068 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 3 960 хил. лв. Прогнозният размер на амортизациите е със 17% по-висок от отчетната стойност на амортизационните отчисления за 2021 г. в резултат на извършена оценка от лицензиран оценител на справедливата стойност на имоти, машини, съоръжения и транспортни средства на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД към 31.12.2021 г. Оценката е извършена съгласно изискванията на МСС16 и МСФО 13, както и при спазване на изискванията на Международни стандарти за оценка и е отразена в счетоводните отчети на дружеството за 2021 г.;

- обемът на дейностите за техническо обслужване и ремонт (ТОиР) през 2021 г., предходния и предстоящия регулаторен период е съобразен с изискуемата периодичност, вид и обхват на дефектовката съгласно дългосрочния перспективен ремонтен график. Предвидените средства за ремонт за регулаторния период са на стойност 119 769 хил. лв. и не включват разходи, които увеличават стойността на активите;

- разходите, пряко свързани с дейността по лицензията за производство на електрическа енергия, са прогнозираны на база нормативни изисквания и сключени

договори;

– 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;

– регулаторната база на активите (РБА) е определена на база на стойността на активите към 31.12.2021 г., пряко свързани с дейността производство на електроенергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и възлиза на 2 226 104 хил. лв. Необходимият оборотен капитал, като част от РБА, възлиза на 78 093 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:

– Разходите за амортизации са коригирани до отчетените през 2021 г., тъй като увеличението им със 17% спрямо базисната години се дължи не на реално извършени инвестиции, а на извършена преоценка от лицензиран оценител на справедливата стойност на имоти, машини, съоръжения и транспортни средства.

– Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са коригирани от 137 278 хил. лв. на 127 806 хил. лв., тъй като разходите за канцеларски материали, работно облекло, материали за текущо поддържане, пощенски разходи, телефони и абонаменти, абонаментно поддържане, експертни и одиторски разходи, проверка на уреди, научни разработки и документации, са признати на ниво отчет през 2021 г.;

– Извършена е корекция на прогнозата на дружеството относно

произведената нетна електрическа енергия от 15 531 042 MWh на 15 650 833 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, 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	15 531 042	15 650 833
2	Променливи разходи	хил.лв.	226 231	226 231
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	700 945	663 816
4	Възвръщаемост	хил.лв.	64 062	64 062
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	991 238	954 109
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	63,82	60,96

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изчислена 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.

2. „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД

С Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., в частта по т. II.3.1., КЕВР е утвърдила за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. на НЕК ЕАД цена за производство на електрическата енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 83,43 лв./MWh, без ДДС.

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

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2022 г. за утвърждаване на цени, дружеството е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 94,64 лв./MWh, без ДДС, формирана при следните условия:

– Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. от 3 178 843 MWh, като количеството електрическа енергия е определено съгласно чл. 19, ал. 3 от НРЦЕЕ на база средногодишното производство за последния 11-годишен период;

– Условно-постоянните разходи са прогнозирани на базата на отчета за 2021 г., като е предвидено увеличение на елементите, върху които има влияние инфлацията. Увеличението е с прогнозен среден процент инфлация в размер на 5,6%, 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 2021 г. с необходимостта от гарантиране безопасността и сигурността на съоръженията, както и подобряване състоянието на сградния фонд и

прилежащите терени;

- Разходите за работно облекло, данъци и такси, застраховки, командировки, охрана на труда, членски внос и разходи за международни организации са прогнозирани на нивото на отчета за 2021 г.;

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

- Разходите за персонал са индексирани с 5,6%;

- 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) и са обвързани с минималната работна заплата за 2022 г.;

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

- Останалите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията, са увеличени с 5,6% прогнозна инфлация;

- Разходите за услугата водоподаване са увеличени спрямо базовата година с 5,6% предвид завишените разходи за охрана на обекти и ремонт, които са пряко свързани с изменението на размера на минималната работна заплата;

- НЕК ЕАД включва в цената на ВЕЦ и разходи за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 63 310 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 2021 г. Използваната от дружеството НВ е в размер на 5,44%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 3,225% 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 2021 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

- Разходите, пряко свързани с лицензионната дейност, са коригирани от 19 504 хил. лв. на 19 358 хил. лв., като разходите за материали за текущо поддържане, пощенски разходи, телефони, абонаменти и информационни услуги, разходите за абонаментно поддържане, разходите за обучение и квалификация, разходите, класифицирани като други разходи, са признати на ниво отчет 2021 г.;

- Променливите разходи са коригирани от 132 932 хил. лв. на 89 652 хил. лв., в следствие на извършена корекция на разходите за електрическа енергия за работа на помпено-акумулираща водоелектрическа централа „Чаира“ (ПАВЕЦ) в помпен режим от 63 310 хил. лв. на 20 030 хил. лв., предвид обстоятелството, че централата не работи към настоящия момент и в Комисията не е налична информация относно реалния времеви график за приключване на рехабилитационните дейности и преминаване към експлоатация на хидрогенераторите. С писмо с вх. № Е-13-01-6 от 14.03.2022 г. НЕК ЕАД е уведомило КЕВР, че три от общо четирите хидроагрегата (ХА) в ПАВЕЦ „Чаира“ са изведени за рехабилитация (ХА2, ХА3 и ХА4), като към 10.03.2022 г.

разполагаемата мощност на централата е 210 MW в генераторен режим и 197 MW в помпен режим, осигурявани от ХА1. Рехабилитацията на ХА1 е планирана да започне веднага след като ХА4 и ХА3 успешно преминат 72-часовите проби в реални експлоатационни условия (по план 31.03.2022 г., съответно 30.04.2022 г.). Проведените проби са неуспешни, ХА1 е спрял и към настоящия момент няма работещи ХА. В горното писмо дружеството твърди, че рехабилитацията на централата не води до негативни ефекти, тъй като НЕК ЕАД разполага с достатъчно гъвкави мощности за задоволяване на регулирания пазар, респ. за обезпечаване участието си на свободен пазар.

– 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	3 178 843	3 178 843
2	Променливи разходи	хил.лв.	132 932	89 652
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	106 224	106 078
4	Възвръщаемост	хил.лв.	61 697	61 697
5	Необходимии годишни приходи	хил.лв.	300 853	257 427
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	94,64	80,98

Предвид гореизложеното, цената на НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството, е изчислена в размер на 80,98 лв./MWh, без ДДС, при общо необходимии приходи от 257 427 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 178 843 MWh.

3. „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

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

Със заявление с вх. № Е-13-12-4 от 31.03.2022 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 244,78 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 40,48 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 299,03 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 1 774 875 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 285 349 хил. лв., консумативи – 23 870 хил. лв., други променливи разходи – 1 465 657 хил. лв. (такса услуга водоползване – 170 хил. лв., енергия за производствени нужди – 695 хил. лв., депониране на пепелина – 3 829 хил. лв., разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 1 460 963 хил. лв.);
- Нетна електрическа енергия – 7 250 804 MWh;
- Условно-постоянни разходи – 317 225 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 76 089 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 9 715 901 MW*h.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 7 250 804 MWh нетна електрическа

енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 1 774 875 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 281 079 хил. лв. при нова цена на въглищата от 01.03.2022 г. в размер на 87,35 лв./тУГ;

- Предвидените разходи за гориво за разпалване са на обща стойност 4 270 хил. лв. и включват разходи за мазут – 1 518 хил. лв. и разходи за природен газ – 2 751 хил. лв. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база прогнозна цена 1 355,38 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 671 622 тона, използвано за сероочистване на димните газове, като сключените договори за доставка са с действаща цена за тон варовик в размер на 34,23 лв./тон. Планираните разходи за варовик възлизат на 22 990 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 9 515 648 тона парникови газове, като цялото количество следва да бъде закупено по пазарни цени. Общата стойност на разходите за квоти за новия регулаторен период е изчислена на 1 460 963 хил. лв., като за изчислението е използвана цена от 78,50 евро/тон на база информация от сайта www.investing.com от търговската сесия на 30.03.2022 г.

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 постоянни разходи за новия ценови период възлиза на 317 225 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 15% спрямо отчетените за 2021 г. и възлизат на 81 647 хил. лв. Увеличението се дължи 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 повишат с процента на увеличение на минималната работна заплата за страната;

- Разходите, свързани със социални осигуровки, възлизат на 35 296 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 137 469 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 2021–2022 г. е на стойност 29 534 хил. лв. и завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2021 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 2021 г. до месец януари 2022 г. възлиза на 9,2%;

– Планираните от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД разходи за новия ценови период, пряко свързани с дейността на лицензията, възлизат на 32 649 хил. лв. и се увеличават с 15,45% спрямо отчетените за 2021 г. поради по-високите разходи за персонал, ремонти, амортизации и застраховки.

Изчислената от дружеството РБА възлиза на 1 737 607 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал в размер на 185 250 хил. лв. или 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходи за амортизации. Използваната от дружеството НВ на собствения капитал (НВск) за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 5%, а на привлечения капитал (НВпк) – 3,94%, като среднопретеглената цена на капитала е 4,38%. В стойността на РБА не е включен преоценъчен резерв.

Искане за компенсиране на разходи по чл. 35 от ЗЕ

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е представило и искане на основание чл. 35 от ЗЕ за признаване и компенсиране на разходи за количествата електрическа енергия, предоставени на обществения доставчик за нуждите на регулирания пазар, съгласно Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г., Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. и Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, както и Заповед № Е-РД-16-295 от 25.06.2020 г., Заповед № Е-16-377 от 05.05.2021 г. и Заповед № Е-РД-16-479 от 25.06.2021 г. на министъра на енергетиката с оглед гарантиране сигурността на доставките на електрическа енергия.

Искането на дружеството включва компенсации в общ размер на 177 957 хил. лв. за следните разходи:

1. Разходи за квоти за въглеродни емисии, подлежащи на компенсиране във връзка с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР за периода от 01.01.2021 г. до 30.06.2021 г. в размер на 114 157 хил. лв., в т.ч.:

1.1. Некомпенсирани разходи поради разлика в цената, използвана в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в размер на 43,21 евро/тон, и действителните цени, по които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е закупувало необходимите квоти, в размер на 109 986 хил. лв., представени в следващата таблица:

Период Н1 2021	Количество енергия, MWh	Количество за квоти въглеродни емисии	Стойност, лв.	Цена, EUR/t	Цена, признана от КЕВР, EUR/t	Разлика, EUR/t	Некомпенсирани разходи, лв.
м.01	268 900	361 018	41 477 482	58,74250	43,21	15,5325	10 967 340
м.02	221 760	297 729	43 790 965	75,20250	43,21	31,9925	18 629 467

						0	
м.03	200 610	269 333	43 386 058	82,36250	43,21	39,15250	20 624 345
м.04	148 968	200 000	31 051 735	79,38250	43,21	36,17250	14 149 452
	111 726	150 000	23 546 971	80,26250	43,21	37,05250	10 870 258
	45 281	60 794	9 390 046	78,97250	43,21	35,76250	4 252 259
м.05	111 725	150 000	23 168 518	78,97250	43,21	35,76250	10 491 806
	161 425	216 724	31 774 752	74,96250	43,21	31,75250	13 459 101
м.06	133 890	70 000	12 457 956	90,99500	43,21	47,78500	6 542 154
м.01 06	1 404 285	1 775 598	260 044 480	74,88104	43,21	31,67104	109 986 182

1.2. Некомпенсирани разходи за квоти за въглеродни емисии в размер на 4 171 хил. лв., поради разлика от 67 328 тона емисии, дължаща се на коефициента, приложен съгласно Верификационен доклад за 2021 г. Емитираните квоти във връзка с продажбите на НЕК ЕАД през първото полугодие на 2021 г. са 1 842 926 тона, като разликата е остойностена по средната цена на всички сделки за периода 74,88 евро/тон.

Дружеството посочва, че разходите за покупката са реално извършени след 01.07.2021 г. и не са били включени и предявени като искане за компенсиране към подадените заявления до КЕВР за предходния регулаторен период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. Прилаганият от централата механизъм за закупуване на квоти е въз основа на сключен с „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД) Рамков договор № 17460 от 16.07.2021 г. за покупко-продажба на квоти за емисии на парникови газове, изменен с Анекс №1 от 01.11.2021 г. Закупуването на по-късен етап на необходимите квоти за въглеродни емисии е обвързано и с получаването на компенсацията от 111 017 хил. лв., предвидена в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., която се получава разсрочено.

2. Некомпенсирани разходи за квоти за въглеродни емисии за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г. поради разлика в цената, използвана в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., в размер на 51,00 евро/тон, и действителните цени, по които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е закупувало необходимите квоти, в размер на 55 152 хил. лв., представени в следващата таблица:

Период Н2 2021 Н1 2022	Количество ел. енергия, MWh	Количество во квоти CO2	Стойност, лв.	Цена, EUR/t	Цена, призната от КЕВР EUR/t	Разлика а EUR/t	Некомпенсирани разходи, лв.
м.07/2021	100 440,00	135 021,00	14 406 121,77	54,55250	51,00	3,55250	938 137,53
м.08/2021	95 976,00	129 020,00	15 461 575,36	61,27250	51,00	10,27250	2 592 174,84
м.09/2021	82 080,00	110 339,00	13 790 435,97	63,90250	51,00	12,90250	2 784 415,33

м.10/2021	84 930,00	114 171,00	13 186 368,15	59,0525 0	51,00	8,05250	1 115,74	798
м.11/2021	82 080,00	110 339,00	16 229 024,85	75,2025 0	51,00	24,2025 0	5 004,21	223
м.12/2021	84 816,00	114 017,00	17 742 267,96	79,5625 0	51,00	28,5625 0	6 376,64	369
м.01/2022	84 797,00	113 992,00	19 820 163,73	88,9000 0	51,00	37,9000 0	8 766,09	449
м.02/2022	76 568,00	100 485,00	16 314 086,25	83,0100 0	51,00	32,0100 0	6 975,80	290
м.03/2022	84 817,00	105 907,00	16 260 182,89	78,5000 0	51,00	27,5000 0	5 242,41	696
м.04/2022	82 192,00	102 630,00	15 757 056,38	78,5000 0	51,00	27,5000 0	5 987,90	519
м.05/2022	84 932,00	106 051,00	16 282 291,60	78,5000 0	51,00	27,5000 0	5 987,50	703
м.06/2022	56 372,00	70 389,00	10 807 010,05	78,5000 0	51,00	27,5000 0	3 895,24	785
м.07/2021 м.06/2022	1 000 000	1 312 361	186 056 584,97	72,4870 8	51,00	21,4870 8	55 152 079,22	

3. Некомпенсирани разходи за периода 01.03.2022 г. – 30.06.2022 г. във връзка с нова цена на въглищата, считано от 01.03.2022 г., в размер на 87,35 лв./ТУГ, водеща до разходи за въглища над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 1 415 хил. лв.;

4. Некомпенсирани разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. във връзка с по-високите цени на горивата за разпалване (мазут и природен газ), водещи до разходи за горива за разпалване над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 173 хил. лв.;

5. Некомпенсирани разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. във връзка с по-високите цени на варовик, използван в процеса на сероочистване, вследствие сключени нови договори за доставка, водещи до разходи за варовик над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 347 хил. лв.;

6. Некомпенсирани разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. във връзка с по-високите разходи за персонал, водещи до разходи за персонал над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 1 514 хил. лв.;

7. Некомпенсирани разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. във връзка с по-високите разходи за амортизации, водещи до разходи за амортизации над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 4 664 хил. лв.;

8. Некомпенсирани разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. във връзка с по-високите разходи за ремонти, водещи до разходи за ремонти над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 464 хил. лв.;

9. Некомпенсирани разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. във връзка с по-високите разходи за застраховки поради сключен нов договор за застраховка, водещи до разходи за застраховки над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 71 хил. лв.;

Във връзка с направеното искане по чл. 35 от ЗЕ „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД излага и следните допълнителни аргументи:

– „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. В хипотезата на либерализиран пазар на електрическа енергия, обаче, вменените на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД задължения към обществото не могат да бъдат изпълнявани и финансирани на пазарен принцип;

– Признаването и компенсирането на извършените разходи по чл. 35 от ЗЕ имат за цел да осигурят безопасната техническа експлоатация на съществуващите съоръжения на централата с оглед гарантиране на енергийните доставки.

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 317 225 хил. лв. на 289 871 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за амортизации, социалните разходи, разходите за канцеларски материали и материали за текущо поддържане, до нивото, отчетено през базисната година. Освен че дружеството не е обосновало 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.

Предложената от дружеството стойност на разходите за квоти за въглеродни емисии в размер на 1 460 963 хил. лв.¹⁵ е преизчислена на 1 699 183 хил. лв.¹⁶

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	7 250 804	7 250 804
2	Променливи разходи, в т.ч.:	хил.лв.	1 774 875	2 013 096
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил.лв.	1 460 963	1 699 183

¹⁵ Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 78,50 €/тон

¹⁶ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 91,30 €/тон

3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	317 225	289 871
4	Възвръщаемост	хил.лв.	76 089	76 089
5	Необходимите годишни приходи	хил.лв.	2 168 190	2 379 056
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	299,03	328,11

По отношение на искането за компенсиране на разходи по чл. 35 от ЗЕ.

1. Искането за компенсиране на 114 157 хил. лв. за периода от 01.01.2021 г. до 30.06.2021 г. е неоснователно. В Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. КЕВР е предвидила компенсация в размер на 80 473 хил. лв. за горния период, като не приема за икономически обоснована практиката на дружеството да закупува квоти за въглеродни емисии след приключване на календарната година/регулаторния период, за която са относими, като в тази връзка счита, че за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите на основание чл. 23, т. 4 от ЗЕ, възникналите допълнителни разходи следва да се остойностят по средната цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на ЕЕХ, съответно за Н1 2021 – 43,21 €/MWh. Поради бездействието и закъснелите действия на дружеството за закупуване на квоти след 01.07.2021 г., относими за предходното полугодие, при средна цена с 60% по-висока от относимата за периода, клиентите не следва да бъдат ощетени с допълнителни над 100 млн. лв.

Разликата от 67 328 тона квоти за въглеродни емисии, която се дължи на коефициента, приложен съгласно издадения Верификационен доклад за 2021 г. и съответно емитираните квоти във връзка с продажбите на НЕК ЕАД, на стойност 5 690 хил. лв. (стойностена по приложената от КЕВР средна цена за квоти за въглеродни емисии през първото полугодие на 2021 г.) не следва да се прибавя, а да се извади от признатите разходи за квоти в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.

2. Основателно е искането на дружеството за компенсация на разходи за квоти за въглеродни емисии за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г., възникнали поради разлика в цената, използвана в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., в размер на 51,00 евро/тон, и действителните цени, по които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е закупувало необходимите квоти. В тази връзка размерът на компенсацията е остойностен по средната цена на квоти за въглеродни емисии на проведените първични търгове на ЕЕХ за периода 01.07.2021 – 30.06.2022 г. от 71,23¹⁷ €/тон, в размер на 51 925 хил. лв.

3. Основателно е искането на дружеството за компенсация на разходи за периода 01.03.2022 г. – 30.06.2022 г. във връзка с нова по-висока цена на въглицата, считано от 01.03.2022 г., в размер на 87,35 лв./тУГ, водеща до разходи за въглища над признатите в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в размер на 1 415 хил. лв.;

4. Останалите искания са неоснователни, тъй като една част от тях са свързани с управленски решения в несъответствие с определената регулаторна рамка, други с договорени търговски взаимоотношения извън контрола на Комисията. По отношение на разходите за персонал следва да се има предвид, че в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР тези разходи са признати на нивото, заявено от дружеството, но въпреки това то претендира

¹⁷ Стойността е изчислена, като са взети предвид отчетните данни до 30.04.2022 г. и прогноза за м. май и м. юни за цени на емисиите в размер на 80,00 €/тон

за допълнителна компенсация.

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е изчислена в размер на 328,11 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 2 379 056 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 7 250 804 MWh.

4. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2022 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 542,50 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 27,19 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 685,31 лв./MWh, без ДДС.

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

- Променливи разходи – 237 640 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 129 229 хил. лв.; гориво за разпалване (мазут) – 5 262 хил. лв.; консумативи – 103 149 хил. лв., от които разходи за закупени квоти за емисии CO₂ – 68 195 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 49 978 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 12 550 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 2 299 380 MW*h;
- Нетна електрическа енергия – 438 000 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложиени параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 504 000 MWh;
- собствени нужди – 13,10%;
- нетна електрическа енергия – 438 000 MWh;
- брутен специфичен разход условно гориво, при средна калоричност на суровините 2006 kcal./кг. – 388,7 г.у.г./kWh;
- нетен специфичен разход условно гориво – 447,22 г.у.г./kWh;
- разход на мазут – 3 600 тона.

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“ ЕАД включва в разходите за квоти за въглеродни емисии емитираните през 2021 г. по цена от 88,80 €/тон, каквато цена е записана и в годишния финансов отчет на дружеството, спазвайки Международните счетоводни стандарти за оценка на позиции (задължения).

Цената за разполагаема мощност „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД обосновава при заложиени 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 – 7,65%, при оборотен капитал 45 151 хил. лв. и регулаторна база на активите – 164 055 хил. лв.

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 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозира разходите за заплати да са в размер на 18 456 хил. лв., съответстващи на разходите за заплати през 2021 г., увеличени с 10%, поради дългия период, в който заплатите не са коригирани и настъпилата инфлация в страната. Начисленията, свързани с работните заплати, които „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозира, са 4 477 хил. лв. за осигурителни вноски по нормативни документи.

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД предвижда амортизационни разходи в размер на 10 187 хил. лв., формирани на база отчет 2021 г. и прогноза по амортизационния план за 2022 г. за дълготрайните материални активи на централата. Разходите за ремонти са 10 419 хил. лв., като се предвижда ремонт на блокове № 1 и № 2 и основен ремонт на блок № 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 5 676 хил. лв., определени на база отчет 2021 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, условно-постоянните разходи на дружеството са коригирани от 49 978 хил. лв. на 49 851 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи до нивото, отчетено през базисната година.

По отношение на променливите разходи на дружеството, разходите за хидратна и негасена вар за сероочистваща инсталация и разходите за депониране са коригирани до стойностите, отчетени през базисната година. 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 68 195 хил. лв.¹⁸ на 70 115 хил. лв.¹⁹

НОК е коригиран от 45 151 хил. лв. на 34 118 хил. лв., с оглед на което и РБА, част от която е оборотният капитал, е преизчислена от 164 055 хил. лв. на 153 023 хил. лв. Посочената корекция на оборотния капитал е направена въз основа на разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай, че дружеството не е обосновоало стойността на оборотния капитал, 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 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	438 000	438 000

¹⁸ Стойността е изчислена от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 88,80 €/тон

¹⁹ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 91,30 €/тон

2	Променливи разходи	хил.лв.	237 640	233 284
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил.лв.	68 195	70 115
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	49 978	49 851
4	Възвръщаемост	хил.лв.	12 550	11 706
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	300 168	294 840
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	685,31	673,15

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е изчислена в размер на 673,15 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 294 840 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 438 000 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 01.04.2022 г. „ТЕЦ Марица 3“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 392,80 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 23,16 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 505,43 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 53 028 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 16 706 хил. лв.; консумативи – 430 хил. лв.; други променливи разходи – 12 159 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 159 хил. лв. и закупена електрическа енергия – 12 000 хил. лв., разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 22 457 хил. лв.; разходи за абсорбент – 1 276 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 12 512 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 2 693 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 53 028 хил. лв., като в нея дружеството включва горива за производство: местни въглища - 162 685 т., биомаса и природен газ, 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 7 914 хил. лв. Очаква се специфичният разход на условно гориво за бруто произведена електрическа енергия да е 434,1 гуг./kWh. Разходи за биомаса – 4 050 хил. лв. Действаща средна цена на гориво – 246,61 лв./тУГ;
- разходите за газ за разпалване и стабилизиране на горивния процес са на обща стойност 4 742 хил. лв. По-високите разходи за 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 1 000 х.нм3.

Планираните разходи за природен газ са изчислени на база утвърдената от КЕВР цена;

– по отношение разходите за консумативи дружеството посочва, че с най-голяма тежест са разходите за варовик и хидратна вар, формирани от количеството им, използвано за сероочистване на димните газове до постигане на екологичните стандарти. Планираните разходи за варовик и хидратна вар възлизат на 1 276 хил. лв.

По отношение на условно-постоянните разходи дружеството планира средства за работни заплати и осигуровки за регулаторния период 01.07.2022 – 30.06.2023 г. в размер на 3 809 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.

Планираните разходи за амортизации за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. са по-високи спрямо отчетените през 2021 г., като прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „ТЕЦ Марица 3“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот. Дружеството посочва, че в периода 2011 г. – 2020 г. е реализирало значителни инвестиции, необходими за възстановяване и модернизиране на остарели производствени мощности и изграждане на екологични съоръжения (сероочистващи инсталации на блок 3), редица ремонти на блок 120 MW, което е довело до увеличаване на стойността на дълготрайните материални активи, респективно на разходите за амортизации.

„ТЕЦ Марица 3“ АД планира ремонтна програма за новия период на стойност 1 950 хил. лв. Дружеството обосновава завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2021 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 15 560 хил. лв.

„ТЕЦ Марица 3“ АД заявява норма на възвръщаемост на собствения капитал за определяне на цената за разполагаемост в размер на 17,31%. Според дружеството това е минимално необходимата възвръщаемост, която има за цел да обезпечи финансовите разходи по дългосрочни кредити.

5.2. Ценообразуващи елементи

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД, се установява, че предвид ниската степен на функциониране на централата през базисната година не е възможно да се извърши пълен анализ и оценка на предлаганите от дружеството стойности на отделните групи разходи. В тази връзка предложените от „ТЕЦ Марица 3“ АД стойности на условно-постоянните и променливите разходи не са коригирани.

Предвид факта, че „ТЕЦ Марица 3“ АД е с отрицателен собствен капитал, предложената от дружеството норма на възвръщаемост не е коригирана.

Разходите за квоти за въглеродни емисии са преизчислени от 22 457 хил. лв.²⁰ на 22 782 хил. лв.²¹

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.	53 028	53 354
2.1.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил.лв.	22 457	22 782
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	12 512	12 512
4	Възвръщаемост	хил.лв.	2 693	2 693
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	68 233	68 559
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	505,43	507,84

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД е изчислена в размер на 507,84 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 68 559 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 01.04.2022 г. „Топлофикация Русе“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 548,39 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 19,63 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 568,03 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 74 246 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 50 006 хил. лв., от които вносни въглища – 26 041 хил. лв. и мазут – 23 966 хил. лв.; консултативи – 80 хил. лв.; други променливи разходи – 24 160 хил. лв., от които разходи за закупени квоти за въглеродни емисии – 23 994 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 2 422 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 76 хил. лв.; начисления, свързани с работните заплати – 20 хил. лв.; разходи за амортизации – 1 401 хил. лв.; разходи за ремонт – 805 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 120 хил. лв.;

- Възвръщаемост – 236,5 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 135 388 MW*h;
- Нетна електрическа енергия – 135 388 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложили параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 153 600 MWh;

²⁰ Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица 3“ АД при прогнозна цена на емисии CO₂ от 90,00 €/тон

²¹ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO₂ от 91,30 €/тон

- 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 2 422 хил. лв. на 2 322 хил. лв., в резултат на корекция на разходите за амортизации до нивото, отчетено през базисната година. Освен че дружеството не е обосновало завишените разходи за амортизации, приложимият за „Топлофикация Русе“ АД метод за регулиране не предполага предварително включване в РБА на активи, съответно признаване на амортизации за тях, вследствие на изпълнение на текущи инвестиционни дейности през периода, за който се утвърждават цени, като активите, съответно амортизацията се отразяват след въвеждането им в експлоатация, т.е. отчетени през базисната година. Стойностите на променливите разходи не са коригирани, с изключение на разходите за закупени квоти за въглеродни емисии, които са преизчислени от 23 994 хил. лв.²² на 24 340 хил. лв.²³

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	135 388	135 388
2	Променливи разходи в т.ч.	хил.лв.	74 246	74 594
2.1.	квоти за въглеродни емисии	хил.лв.	23 994	24 340
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	2 422	2 322
4	Възвръщаемост	хил.лв.	213	213
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	76 880	77 128
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	567,85	569,68

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „Топлофикация Русе“ АД е изчислена в размер на 569,68 лв./MWh, без ДДС, при общо необходимите приходи от 77 128 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 135 388 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

²² Стойността е изчислена от „Топлофикация Русе“ АД при прогнозна цена на квоти за въглеродни емисии от 90,00 €/тон

²³ Стойността е преизчислена при прогнозна цена на квоти за въглеродни емисии от 91,30 €/тон

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 изкупува електрическата енергия от централи, присъединени към електропреносната мрежа, с обща инсталирана електрическа мощност по-малка от 500 kW, произведена от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия, както и 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 изкупуване на електрическа енергия, сключени с „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и с „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, за тези производители не се определя индивидуална разполагаемост, а количества електрическа енергия, с които общественият доставчик участва при осигуряване на необходимите на крайните снабдители количества електрическа енергия.

С оглед на това, че определяната по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ на производителите разполагаемост за производство на електрическа енергия е обвързана с цените, по които общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители, както и с цените, по които крайните снабдители продават електрическа енергия на крайни клиенти, периодът, за който следва да бъде определена разполагаемостта, следва да съответства на ценовия период на тези цени – 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2022 г. от НЕК ЕАД, вх. № Е-13-47-14 от 31.03.2022 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД, вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2022 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-16 от 30.03.2022 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-5 от 31.03.2022 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-4 от 31.03.2022 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2022 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, вх. № Е-14-34-3 от 01.04.2022 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД и вх. № Е-14-09-4 от 01.04.2022 г. от „Топлофикация-Русе“ АД. Използвана е и информация, постъпила с допълнително писмо с вх. № Е-13-77-1003 от 13.05.2022 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД.

Въз основа на гореизложеното, за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 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“ АД – 4 866 543 MWh;
- „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 279 845 MWh;
- „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 2 938 904 MWh;
- „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – 1 325 MWh.

Предвид отклоненията на прогнозите на крайните снабдители от реално закупените количества от обществения доставчик през последните два ценови периода, както и разминаването в прогнозите на НЕК ЕАД (12 261 639 MWh) и крайните снабдители (11 694 556 MWh) за следващия ценови период, при определянето им са използвани отчетните данни за 2021 г., които са индексирани с 1% – 12 086 618 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 33 930 000 MWh, от които 12 086 618 MWh за крайни битови клиенти на регулиран пазар.

Предвид горното е необходимо да се извърши оценка на производствените мощности, които трябва да се включат в разполагаемостта за производство на електрическа енергия. В тази връзка следва да се има предвид разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. второ от ЗЕ, която не допуска определяне на разполагаемост на производители, чиято регулирана цена надхвърля с повече от 10 на сто прогнозираната пазарна цена за регулаторния период, с изключение на тези по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ, както и разпоредбата на чл. 24, ал. 2 от ЗЕ, според която при изпълнение на правомощието си по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ КЕВР прилага критериите по-ниска цена, сезонност и покриване на върхови товари.

В таблицата по-долу са посочени производителите, подали заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия, респективно имащи намерение да сключват сделки за продажба на електрическа енергия на регулирания пазар, което от своя страна изисква да имат определена разполагаемост по реда на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ. Предвид изискването на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ, за тези производители са посочени и по-горе изчислените цени на електрическа енергия, съответно разликата между тях и прогнозната пазарна цена:

Производител		Пълна цена за енергия, лв./MWh	Прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., лв./MWh	Разлика в %
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	60,96	430,94	-85,85%
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	80,98	430,94	-81,21%
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	328,11	430,94	-23,86%
4	„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	673,15	430,94	56,21%
5	„ТЕЦ Марица 3“ АД	507,84	430,94	17,84%
6	„Топлофикация Русе“ АД	569,68	430,94	32,19%

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 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. в размер на 430,94 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 последните три дружества не може да бъде определена разполагаемост за производство на електрическа енергия за изкупуване от обществения доставчик, тъй като видно от аргументите по-горе по т. II. 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. На „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, макар и непопадащо в обхвата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ, също не следва да се определя разполагаемост. За да бъде гарантиран принципът по чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ, следва да се съобрази критерия по чл. 24, ал. 2 от ЗЕ за по-ниска цена предвид факта, че цената на дружеството е по-висока от цените на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и на НЕК ЕАД за ВЕЦ, които са съответно с 438 % и 305% по-ниски.

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
1	ТЕЦ „Ей И Ес –ЗС Марица Изток 1“	3 860 000	2 702 000	1 158 000
2	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	5 060 000	2 985 400	2 074 600
3	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 1 MW	352 855	352 855	0
4	Топлофикационни и заводски централи	4 364	4 364	0
5	Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ	9 277 219	6 044 619	3 232 600
6	АЕЦ „Козлодуй“	4 993 200	4 993 200	0
7	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 178 843	1 048 798	2 130 045
9	Общо количество енергия, реализирано от НЕК ЕАД	17 449 262	12 086 618	5 362 645

Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници

под 500 kW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2021 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 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители

	Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„Ей И Ес – Марица Изток 1“ ЕООД	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	ВИ	ОБЩО
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.22	72 371	372 000	200 000	130 000	126	39 587	814 084
авг.22	92 941	372 000	150 000	150 000	197	36 691	801 830
сеп.22	80 759	324 000	100 000	150 000	172	28 241	683 172
окт.22	58 000	260 750	170 000	490 000	190	18 854	997 793
ное.22	107 621	468 000	250 000	250 000	448	12 457	1 088 526
дек.22	87 677	610 080	360 000	325 000	608	10 216	1 393 582
яну.23	69 504	632 400	360 000	280 000	651	19 701	1 362 255
фев.23	57 514	504 000	260 000	300 000	482	25 723	1 147 719
мар.23	126 476	520 100	250 000	350 000	575	33 207	1 280 358
апр.23	105 607	360 000	200 000	320 000	541	39 752	1 025 900
май.23	94 706	260 400	200 000	160 000	213	46 099	761 418
юни.23	95 621	309 470	202 000	80 400	163	42 327	729 980
юли 2022- юни.23	1 048 799	4 993 200	2 702 000	2 985 400	4 364	352 855	12 086 618

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

Предвид горните факти и обстоятелства и произтичащите от тях изводи, за новия регулаторен период следва да бъдат утвърдени цени на електрическата енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и НЕК ЕАД за ВЕЦ, негова собственост, и съответно не следва да бъдат утвърждавани такива цени на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ 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 – 60,96 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими

приходи от 954 109 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 650 833 MWh;

– НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – 80,98 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 257 427 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 178 843 MWh.

IV. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, е в размер на 108,37 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 5,34 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 1 190 414 хил. лв. и енергия – 10 984 721 MWh.

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2022 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 осем месеца от текущия регулаторен период юли 2021 – февруари 2022 г. и отчета за закупените количества електрическа енергия от крайните снабдители за периода март 2021 г. – юни 2021 г. от предходния регулаторен период, в размер на общо 12 261 639 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 3 900 000 MWh;

– количества електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не са предвидени;

– количествата електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД са в размер на 3 310 000 MWh;

– количествата електрическа енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са в размер на 4 960 000 MWh;

– 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 – 7,43 лв./MWh.

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

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

– 12 086 618 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;

– 5 362 645 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

Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик				
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	4 993 200	304 385	60,96
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 178 843	257 423	80,98
3	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 860 000	1 486 356	385,07
4	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	5 060 000	1 651 204	326,32
5	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	4 364	2 604	596,68
6	ВИ под 500 kW	352 855	98 693	279,70
7	Средна покупна цена на обществения доставчик	17 449 262	3 800 665	217,81

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, заложили във финансовите модели към сключените споразумения за изкупуване на енергия (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 „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД.

Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, са изчислени на база отчетни данни за производството за 2021 г.

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са съгласно доклад с вх. № Е-Дк-1500 от 23.05.2022 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 6,53 лв./MWh.

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

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

Формиране на миксовата цена за енергия за клиентите на регулирания пазар			
	ПОЗИЦИЯ	Регулиран пазар	Средна цена на енергията за регулиран пазар, след

				компенсиране от ФСЕС
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	4 993 200	304 385	60,96
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 048 798	84 932	80,98
3	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 702 000	1 040 449	385,07
4	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	2 985 400	974 210	326,32
5	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 1 MW	4 364	1 863	426,98
6	ВИ под 1 MW	352 855	82 970	235,14
7	Общо количество електрическа енергия необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	12 086 618	2 488 810	205,91
8	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“	12 086 618	78 926	6,53
9	Компенсация на обществен доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	12 086 618	-1 577 819	-130,54
10	Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (р.7+р.8+р.9)	12 086 618	989 862	81,90

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 потребители, 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 обществен 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, компенсацията на обществен доставчик за разходите му по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ следва да отразява разликата между разходите за електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, предназначена за регулирания пазар и осреднените пълни разходи (с включени вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ и разходи за цени за достъп и пренос през съответната мрежа, които според чл. 36е, ал. 4 и чл. 30, ал. 6 от ЗЕ за целите на ценовото регулиране не се включват в състава на признатите от комисията разходи) на производителите с най-ниска цена на електрическата енергия, включени в разполагаемостта по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ – „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и НЕК ЕАД чрез ВЕЦ, негова собственост.

Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е 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 – 989 862 хил. лв. и енергия – 12 086 618 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 изкупува електрическа енергия по чл. 94 от ЗЕ през новия ценови период;
- разходи за компенсиране на разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. на обществения доставчик;
- 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 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. са оценени на 3 209 785 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 емисии за новия регулаторен/ценови период е оценен на 2 430 220 хил. лв., като са взети предвид прогнозните нетни количества квоти за емисии на парникови газове, които Р България ще реализира на Европейската енергийна борса (EEX) и трендът на изменение на цените на квотите. Прогнозата е направена въз основа на тържния календар на EEX за 2022 г., като са прогнозирани цени от 80,00 €/тон в начало на периода 01.07.2022 г., плавно покачващи се и достигащи до 99,00 €/тон в края на периода – 30.06.2023 г. Отчетени са рисковете от изтегляне на квоти през втората половина на 2022 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 787 440 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

Разходите за предходни регулаторни периоди които Фондът следва да покрива от приходите си през периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., са представени в следващата таблица:

Разпределение на средствата от приходите във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“

		хил. лв.
1.	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик във връзка със искане по чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за количествата електрическа енергия, предоставени на обществения доставчик за нуждите на регулирания пазар, произтичащи от Заповед № Е-РД-16-479 от 25.06.2021 г на министъра на енергетиката. Компенсацията е изчислена при съобразяване на количествата електрическа енергия по Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	53 340
2.	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик за електрическата енергия от производителите със сключени СИЕ за ценовия период 01.07.2021 г. -30.06.2022 г.	252 239
3.	ОБЩО	305 579

В частта невъзстановени разходи на обществения доставчик от предходни регулаторни/ценови периоди, които ФСЕС следва да компенсира на НЕК ЕАД, са включени единствено невъзстановените разходи на обществения доставчик за предходния регулаторен/ценови период във връзка със Заповед № Е-РД-16-479 от 25.06.2021 г на министъра на енергетиката и за електрическата енергия от производителите със сключени СИЕ за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. За възстановяване на предявените 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, заложиени 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.

Компенсацията на обществения доставчик във връзка с искане по чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е обсъдена в т. II.3.2 от мотивите на доклада. В тази връзка е целесъобразно ФСЕС да компенсира обществения доставчик, съответно общественият доставчик да компенсира „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, на 12 равни месечни вноски по 4 445 хил. лв. през ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

Искането на обществения доставчик за компенсация в размер на 468 503 хил. лв., в резултат от: по-голямо количество електрическа енергия, закупено за осигуряване потреблението на клиентите на крайните снабдителите; увеличени разходи за закупуване на квоти за въглеродни емисии; увеличени разходи за закупуване на въглища от 01.03.2022 г.; увеличени разходи за вноска по чл. 36е от ЗЕ за централите с дългосрочни договори вследствие завишени доставки на регулиран пазар; по-голямо количество електрическа енергия, закупено от производители от ВИ, е прието за частично основателно. Компенсация за по-високи разходи за производители от ВИ не е включена, тъй като общественият доставчик не е обосновал нейното формиране, както

и поради непредставени данни за реализацията на тази електрическа енергия и отчет за реализираните допълнителни приходи от продажбата на изкупуваната по чл. 94 от ЗЕ възобновяема енергия след последващото ѝ търгуване на свободния пазар. По отношение на останалите искания, заявените компенсации от НЕК ЕАД са преизчислени и представени в следващата таблица:

		„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД
1.	Цени, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г	294,76	239,96
2.	Количества, предвидени за регулиран пазар, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., в т.ч.	3 156 500	3 489 000
2.1.	за регулиран пазар	2 619 895	3 140 100
3.	Преизчислени цени*	330,75	266,66
4.	Отчетени количества, в т.ч.	3 810 731	5 289 580
4.1.	за регулиран пазар	3 036 100	3 834 680
5.	Стойност на компенсацията от ФСЕС, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	530 759	395 454
6.	Преизчислена стойност на компенсацията от ФСЕС	619 773	537 026
7.	Компенсация за разходи по чл. 36е от ЗЕ, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	46 521	41 861
8.	Преизчислена компенсация за разходи по чл. 36е от ЗЕ	50 210	51 129
9.	Компенсация за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	7 639	8 443
10.	Преизчислена компенсация за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	7 347	9 280
11.	Компенсация за по-високи цени на въглищата от 01.03.2022 г.	3 938	4 213
12.	Компенсация от ФСЕС	96 350	155 888

*Цените са преизчислени въз основа на по-високите количества произведена електрическа енергия, съответно по-ниска тежест на разходите за свободна разполагаемост и разходи за квоти въглеродни емисии за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г., остойностени по средната цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса (EEX) за периода 01.07.2021 – 30.06.2022 г. от 71,23²⁴ €/тон.

В Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. е предвидена компенсация на НЕК ЕАД за цялото количество електрическа енергия, произведено от централите със сключени

²⁴ Стойността е изчислена, като са взети предвид отчетните данни до 30.04.2022 г. и прогноза за м. май и м. юни за цени на емисиите в размер на 80,00 €/тон

СИЕ, за разликата между цените по договорите и прогнозна пазарна цена от 126,62 лв./MWh, както и за разходите по чл. 36е от ЗЕ и дължимата цена за достъп до електропреносната мрежа за производители. Предвид постигнатата значително по-високата цена на платформите на БНЕБ ЕАД спрямо прогнозната, обществения доставчик не следва да се компенсира за реализираните количества на свободния пазар, като горната компенсация - в общ размер от 258 239 хил. лв., отразява разликата от общия размер на предвидените в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. компенсации и преизчислените такива, отнасящи се единствено към електрическата енергия предназначена за регулирания пазар. В тази връзка е целесъобразно ФСЕС да компенсира обществения доставчик на 12 равни месечни вноски по 21 020 хил. лв. през ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

2.2. Разходи за регулаторния период от 01.07.2022 г. – 30.06.2023 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 ВИ в размер на 139 521 хил. лв.

		Средства за компенсиране
		хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	-
2	ВяЕЦ	-
3	ФтЕЦ	130 267
4	Биомаса	9 254
5	Общо ВИ	139 521

2.2.2. Разходи за компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВИ под 500 kW, в размер на 15 723 хил. лв.

		Средства за компенсиране
		хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	-
2	ВяЕЦ	-
3	ФтЕЦ	14 804
4	Биомаса	919
5	Общо ВИ	15 723

Разходите на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници под 500 kW, които следва да бъдат компенсирани от ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на електрическата 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 от електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в размер на 989 140 хил. лв., формирани съгласно данните в Доклад с вх. № Е-Дк-1500 от 23.05.2022 г.

2.2.4. Разходи на ФСЕС за компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производители от електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия

(ВЕКП) в размер на 782 хил. лв., формирани съгласно данните в Доклад с вх. № Е-Дк-1500 от 23.05.2022 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 електрическата 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 вноса по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ в размер на 156 878 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 20 427 хил. лв.

2.2.7. Компенсация на обществения доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ, в размер на 1 577 819 хил. лв.

3. Баланс между приходи и разходи за периода 01.07. 2022 г. – 30.06.2023 г.

Баланс между приходи и разходи за периода 01.07. 2022 г. – 30.06.2023 г.		
I.	Приходи	3 209 785
1.	Приходи от вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ	779 565
2.	Приходи от квоти за въглеродни емисии по ЗОИК – чл. 36д, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	2 430 220
II.	Разходи	3 205 869
1.	Разходи за предходни регулаторни периоди	305 579
1.1.	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик във връзка с искане по чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за количествата електрическа енергия, предоставени на обществения доставчик за нуждите на регулирания пазар, произтичащи от Заповед № Е-РД-16-479 от 25.06.2021 г на министъра на енергетиката. Компенсацията е изчислена при съобразяване на количествата електрическа енергия по Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	53 340
1.2.	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик за електрическата енергия от производителите със сключени СИЕ за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	252 239
2.	Разходи за регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	2 900 290
2.1.	Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители от ВИ	139 521
2.2.	Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители от електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	989 140
2.3.	Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВИ	15 723
2.4.	Компенсация на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	782
2.5.	Компенсация на обществения доставчик за дължима вноса по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ	156 878
2.6.	Компенсация на обществения доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	20 427

Баланс между приходи и разходи за периода 01.07. 2022 г. – 30.06.2023 г.

2.7.	Компенсация на обществения доставчик по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	1 577 819
------	--	-----------

Видно от изложеното по-горе, приходите на ФСЕС напълно покриват разходите по чл. 36б, т. 1 и т. 2 от ЗЕ, които Фондът следва да извърши, които разходи от своя страна следва да формират цената за задължения към обществото. Поради това, цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, следва да е 0,00 лв./MWh.

Предвид гореизложеното цената за задължения към обществото, приходите от която се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, следва да е в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС.

VI. „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД

При утвърждаване на цените на електропреносното предприятие, получило лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка ЕСО ЕАД е подало заявление с вх. № Е-13-41-42 от 31.03.2022 г.

1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-41-42 от 31.03.2022 г. ЕСО ЕАД е предложило:

- Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,84 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 2,43 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 5,37 лв./MWh, без ДДС;
- Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 23,22 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-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г. (лв./MWh)	Изменение, %
------	---	--	--------------

Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	0,49	0,84	71,43%
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	2,42	2,43	0,41%
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	5,40	5,37	-0,56%
Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	11,48	23,22	102,26%

1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 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 33 000 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 27 127 хил. лв.;

Основните елементи на условно-постоянните разходи са формирани при следните изходни условия и са разделени по равно между цената за достъп за крайни клиенти и цените за достъп за производители:

а) Разходите за работни заплати и свързаните с тях социални осигуровки и социални разходи са на база договорената средна брутна работна заплата и полагащите се доплащания за 2022 г. по Кодекса на труда Подробната обосновка за нарастването на тези разходи спрямо отчетените за 2021 г. е дадена по-долу при определянето на цената за пренос;

б) Разходите за амортизации са определени на база реални активи и утвърдени амортизационни норми и при отчитане инвестиционната програма на дружеството за 2022 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;

в) 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;

г) 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 2022 г., одобрени от Управителния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 1 от 05.01.2022 г. и от Надзорния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 1 от 05.01.2022 г.;

д) 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 от, , в

размер на 648 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 546 хил. лв.;

- разходи, свързани с европейската платформа за краткосрочна адекватност, както и верификационната платформа на ENTSO-E, общо в размер на 308 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 XBID за времеви хоризонт в рамките на деня, в размер на общо 147 хил. лв.;

- разходи, произтичащи от сключеното по силата на Регламент 943/2019 Споразумение за междуоператорско компенсирание при взаимно използване на електропреносните мрежи между европейските електроенергийни системни оператори, в размер на 13 100 хил. лв.

1.1.3. Необходим оборотен капитал – 15 997 хил. лв., изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ;

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

1.1.5. Възвръщаемост – 749 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 01.07.2022 г. до 30.06.2023 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 – 39 150 000 MWh;

1.2.2. Условно-постоянни разходи – 25 208 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 – 69 193 хил. лв., в т.ч. разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 3 663 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 12 618 хил. лв. и разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 52 912 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 с 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. Необходим оборотен капитал – 15 997 хил. лв., изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ;

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

1.2.6. Възвръщаемост – 696 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

1.3. Цена на ЕСО ЕАД 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 01.07.2022 г. до 30.06.2023 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 – 2 980 000 MWh;

1.3.2. Условно-постоянни разходи – 1 919 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 – 5 267 хил. лв., в т.ч. разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 279 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 960 хил. лв. и разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 4 028 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 с 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. Необходим оборотен капитал – 15 997 хил. лв., изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ;

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

1.3.6. Възвръщаемост – 53 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 ФЕЦ и ВяЕЦ 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 – 33 000 000 MWh;

1.4.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 294 173 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати (възнаграждения) – 89 903 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 47 649 хил. лв.; разходи за амортизации – 85 860 хил. лв.; разходи за ремонт и поддръжка – 26 000 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 44 761 хил. лв.;

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

а) 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;

б) Разходите за амортизации са увеличени в резултат от изпълнени през 2021 г. дейности, в т.ч.:

– проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация в края на 2021 г. на нови и реконструкция на съществуващи въздушни електропроводни линии с напрежение 400 kV, 220 kV и 110 kV в размер на 148 млн. лв.;

– проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация в края на 2021 г. на реконструкции и модернизация на открити разпределителни уредби в размер на 40 млн. лв.;

– проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация през първата половина на 2022 г. на нови и реконструкция на съществуващи въздушни електропроводни линии с напрежение 400 kV и 110 kV в размер на около 160 млн. лв.;

– проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация през първата половина на 2022 г. на реконструкции и модернизация на открити разпределителни уредби в

размер на около 25 млн. лв;

През 2021 г. извършените инвестиционни разходи от ЕСО ЕАД са в размер на 229 488 хил. лв., които представляват 120% от утвърдената инвестиционна програма, както и други инвестиционни дейности, свързани с рехабилитация на електропреносната мрежа, в размер на 13 577 хил. лв.

в) Предвидените по-високи разходи безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт за 2022 г., спрямо отчетените такива през 2021 г., са резултат от факта, че същите са обвързани с промяната на минималната работна заплата в страната и съгласно КТД;

г) Прогнозираните разходи за имуществена застраховка са разчетени на база реални активи към 31.12.2021 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 229 487,6 хил. лв., а на инвестиционната програма – 215 910,8 хил. лв., които представляват 120% от разчета;

д) 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 № 1 от 05.01.2022 г. и от Надзорния съвет на ЕСО ЕАД с Протокол № 1 от 05.01.2022 г.;

е) 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;

ж) Разходите за работно облекло са съобразени с изискванията на действащия в дружеството КТД, 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 414 845 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 445,79 лв./MWh, образувана съгласно получените от дружеството указания в писмо с изх. № Е-13-32-2#1 от 21.03.2022 г. на КЕВР, включваща следните елементи: прогнозирана от дружеството пазарна цена за базов товар за регулаторния период – 418,06 лв./MWh, групов коефициент – 1,04915 и цена за задължения към обществото – 7,18 лв./MW;

1.4.4. Регулаторна база на активите – 2 180 110 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 – 77 862 хил. лв.;

1.4.5. Възвръщаемост – 65 403 хил. лв.

1.4.6. Норма на възвръщаемост – 3,00%;

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

1.4.8. Приходи от предоставяне на преносна способност – 42 890 хил. лв.;

Във връзка с изискванията на Методика за използване на прихода от избягването на претоварване в съответствие Регламент 2019/943, ЕСО ЕАД предоставя информация за използването на прихода от 01.01.2022 г. до 30.06.2023 г., както следва:

– прогноза за текущите инвестиционни/капиталови разходи в общ размер на 8 628 хил. лв. за обновяване, замяна, укрепване на съществуващи активи или нови активи, които значително допринасят за поддържането или увеличаването на междוזоновата преносна способност, включително разходите за развитие и изграждане на тези активи;

– сума в размер на 21 772 хил. лв., която е отразена в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР при определяне на мрежовите тарифи за периода от 01.01.2022 г. до 30.06.2022 г.;

– сума в размер на 42 890 хил. лв., която е предложена при определяне на мрежовите тарифи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г.;

– сума в размер на 33 100 хил. лв., представляваща прогнозни приходи за капацитет за периода 01.01.2022 г. – 30.06.2022 г.;

– сума в размер на 50 500 хил. лв., представляваща прогнозни приходи за капацитет за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.;

– прогнозен остатък за заделяне по специална вътрешна сметка в размер на 10 310 хил. лв.

1.4.9. Недовзет приход по чл. 27а от НРЦЕЕ – 50 125 хил. лв., отразяващи разликата между пазарната цена, по която дружеството ще закупува електрическа енергия за технологични разходи за периода 01.04.2022 г. – 30.06.2022 г., в прогнозен размер 438,61 лв./MWh, и утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цена на дружеството в размер на 124,85 лв./MWh, тъй като за този период няма приета програма/решение на Министерския съвет за компенсация на разходите на мрежовите оператори за покупка на електрическа енергия за технологични разходи.

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 27 127 хил. лв. на 21 279 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт и поддръжка, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, експертни и одиторски разходи, разходи за вода, отопление и осветление, командировки, охрана на труда, обучение и квалификация, делегации, въоръжена и противопожарна охрана, други външни услуги, междооператорско компенсиране на разходите при взаимно използване на преносните мрежи са запазени

на ниво отчет през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 13 765 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.	27 127	21 279
2	Възвръщаемост	хил.лв.	749	716
3	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил.лв.	27 877	21 995
4	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MW*h	33 000 000	33 000 000
5	Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС	лв./MWh	0,84	0,67

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 27 127 хил. лв. на 21 279 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт и поддръжка, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, експертни и одиторски разходи, разходи за вода, отопление и осветление, командировки, охрана на труда, обучение и квалификация, делегации, въоръжена и противопожарна охрана, други външни услуги, междуоператорско компенсиране на разходите при взаимно използване на преносните мрежи са запазени на ниво отчет през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 13 765 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 01.07.2022 г. – 30.06.2023 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 01.07.2021 г. – 30.06.2022 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.	21 279
5	Възвръщаемост	хил. лв.	716
6	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	96 455
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	42 130 000

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	96 455	42 130 000
Производители с динамично променяща се генерация	6 823	2 980 000
Производители с изкл. на производителите с динамично променяща се генерация	89 632	39 150 000

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.	95 098	89 632
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	39 150 000	39 150 000
3	Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	2,43	2,29

2.3. Цена на ЕСО ЕАД 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 диспечиране 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 ВИ, 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 преносното и/или разпределителното 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 и чл. 29 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 ВИ.

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 преносната 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 ФЕЦ и ВЯЕЦ, за разлика от производството на електрическа енергия от ВЕЦ 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 на допълнителни услуги. Случайното изменение на параметрите на първичните енергийни източници (слънце и вятър) води до големи отклонения в отдаваната от тях мощност, което без закупуване на допълнителен резерв създава невъзможност за оператора за осигуряване на часовия и денонощния оперативен резерв (в мощностен и скоростен план), необходим за изпълнение на качествените показатели, предвидени в националната нормативна уредба и изискванията на ЕМОПС-Е.

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

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

При изчислението на необходимия резерв за увеличение на диапазона за

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

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

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

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

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация			
№	Позиция	Мярка	Коригирани стойности
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	8 760
2	Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп на производители.	хил. лв.	6 823
3	Възвръщаемост	хил. лв.	58
4	Необходими приходи	хил. лв.	15 641
5	Прогнозни количества	MWh	2 980 000
6	Цена за достъп	лв./MWh	5,25

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 294 173 хил. лв. на 280 683 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за амортизации, разходите за ремонт, разходите за работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, местни данъци и такси, пощенски разходи, наеми, експертни и одиторски разходи, вода и отопление, охрана на труда, командировки, информационни услуги, други външни услуги, обучение и квалификация, членски внос, делегации и данъци удържани при източника съгласно Закона за корпоративно подоходно облагане (ЗКПО) са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за представителни цели, както и тези за такси на БНЕБ ЕАД, са извадени от структурата на разходите.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, в

изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен на 74 000 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.

РБА на ЕСО ЕАД, като правоприемник на НЕК ЕАД за дейността „пренос на електрическа енергия“ от 04.02.2014 г., е коригирана с остатъчната стойност от преоценката на активите, извършена от НЕК ЕАД през 2010 г. Необосновано е операторът на електропреносната мрежа да реализира възвръщаемост върху активи, чиято стойност не е в резултат на извършени инвестиции, а на счетоводна преоценка. Предвид гореизложеното, стойността на РБА е призната в размер на 1 571 486 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е запазена на 3%.

Технологичните разходи по преноса на електрическа енергия са остойностени по 421,08 лв./MWh, в съответствие с определената по-горе прогнозна пазарна цена, към която е прибавена цената за задължения към обществото.

Предложеният от дружеството недовзет приход по чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на 50 125 хил. лв., отразяващи разликата между пазарната цена, по която дружеството ще закупува електрическа енергия за технологични разходи за периода 01.04.2022 г. – 30.06.2022 г., не е включен в необходимите приходи на ЕСО ЕАД, предвид приета програма/решение на Министерския съвет за компенсация на разходите на мрежовите оператори за покупка на електрическа енергия за технологични разходи до края на регулаторния период.

Приходите от прилагане на Регламент 2019/943, използвани за намаляване на тарифата, са увеличени от 42 890 хил. лв. на 48 200 хил. лв. чрез усвояване на допълнителен ресурс от специалната сметка.

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.	294 173	280 683
2	Възвръщаемост	хил. лв.	65 403	47 145
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	414 582	391 604
4	Компенсация за постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период	хил. лв.	50 125	0
6	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-15 000	-15 000
7	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-42 890	-48 200
8	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	766 393	656 232
9	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	33 000 000	33 000 000

10	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	23,22	19,89
----	--	---------	-------	-------

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

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,67 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 21 995 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 000 000 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 2,29 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 89 632 хил. лв. и количества електрическа енергия 39 150 000 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 5,25 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 15 641 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 2 980 000 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 19,89 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 656 232 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 000 000 MWh.

VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-19 от 31.03.2022 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД, с вх. № Е-13-262-34 от 31.03.2022 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД и с вх. № Е-13-273-45 от 30.03.2022 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-13-09-1008 от 18.05.2022 г., с което е предоставена прогнозна информация за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 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 втората година от шестия регулаторен период.

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

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

$$НП = P + (РБА * НВ),$$

където:

НП – необходими годишни приходи;

P – годишните разходи за дейността по лицензията;

РБА – признатата от Комисията регулаторна база на активите;

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

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 3 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията може да измени утвърдените цени и необходими годишни приходи в края на всяка ценова година в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи, респективно цени, могат да се коригират с инфлационен индекс за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт (НСИ), съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации), с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнение на определените от Комисията целеви показатели и разлика между прогнозните и реализираните инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка. Необходимите годишни приходи, респективно цените, се коригират с разлики в разходите за прогнозни и отчетени количества електрическа енергия – чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ. Необходимите годишни приходи се изменят при условията по чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ във връзка с промени в цената на електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по разпределението, 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“;
- 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 3,3% за предходен период на основата на данни от НСИ относно индекса на потребителските цени за 2021 г. КЕВР счита, че корекция на оперативните разходи с коефициент за подобряване на ефективността не следва да бъде извършвана, тъй като 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 първата година от шестия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през 2021 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, както и тази, постъпила в Комисията с писма от „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД с вх. № Е-13-62-8 от 26.04.2022 г. и с вх. № Е-13-62-1014 от 13.05.2022 г., от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с вх. № Е-13-262-1018 от 18.05.2022 г., от

„Електроразпределение Север“ АД с вх. № Е-13-273-1029 от 20.05.2022 г. и от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД с вх. № Е-13-09-1008 от 18.05.2022 г., на основание чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

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

2.1. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.2. цени, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01076 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03636 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02151 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00605 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД цени със заявление с вх. № Е-13-62-19 от 31.03.2022 г. и действащите цени на дружеството:

„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ АД			
Цени	Утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01076	0,01910	77,51%
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,03636	0,07805	114,66%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00605	0,00678	12,07%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02151	0,02418	12,41%

ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД уточнява, че предложените в заявлението цени са изчислени при очаквана от мрежовия оператор пазарна цена на електрическа енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителната мрежа в размер на 460,00 лв./MWh, определена в изпълнение на указанията, предоставени с писмо на КЕВР с изх. № Е-13-32-2#1 от 21.03.2022 г., към която са прибавени утвърдените от Комисията с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото, както и разходи за балансиране на нивото на отчетените за 2021 г. в размер на 4,38 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 „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД прогнозна информация:

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

– Предложената стойност на оперативните разходи е 140 386 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 130 229 хил. лв., индексирани с отчетената за 2021 г. по данни на НСИ инфлация от 7,8% в размер на 10 158 хил. лв.

Очакванията на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД за 2022 г. са разходите за оперативна дейност на дружеството да се увеличат значително в резултат на увеличение на разходите за заплати и разходите за материали в изпълнение на процедури по Закона за обществени поръчки.

По отношение разходите за заплати дружеството посочва, че за 2022 г. увеличението е в размер на годишната инфлация и възлиза на 5 632 хил. лв. и е в изпълнение на действащите браншови и колективен трудов договор, като са взети предвид и ръстът на минималната работната заплата от 650 лв. на 710 лв. и вдигането на максималния осигурителен доход от 3 000 лв. на 3 400 лв., считано от 01.04.2022 г.

Увеличените разходи за материали дружеството обосновава с нарастването в световен мащаб на цените на суровините и материалите, които се влагат в крайните изделия.

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 72 118 хил. лв. и съвпада с утвърдената за предходния ценови период;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 376 361 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7,5%, очаквана прогнозна пазарна цена от 460,00 лв./MWh и утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото;

– Разходи за балансиране – 4,38 лв./MWh или общо 3 440 хил. лв., изчислени на база отчетени разходи за първата ценова година на шестия регулаторен период, при средна цена за базов товар на БНЕБ ЕАД за второто полугодие на 2021 г. в размер на 309,17 лв./MWh.

Дружеството обръща внимание, 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. Посочва също, че при наблюдавания ръст на пазарната цена, количествата електрическа енергия, участващи в балансирането, оказват минимално влияние върху разходите за балансиране.

– РБА – 514 158 хил. лв., която стойност съответства на утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР средна нетна балансова стойност на съществуващите активи за шести регулаторен период;

– Възвръщаемост – 39 298 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 5,74%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 9 687 551 MWh;

– Корекция с инфлационен индекс по чл. 38, ал. 1, т. 4 от НРЦЕЕ – 10 158 хил. лв.;

– Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ – (минус) -751 хил. лв.;

– Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ – (плюс) 6 495 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2021 г. – 02.2022 г. за пренесената електрическа енергия, постигнатата пазарна цена и получените компенсации чрез Министерството на енергетиката по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи.

2.1.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД, както и на допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2021 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;

– 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.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 62 341 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 единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 4 298 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2021 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. (И1)	2022 г. (И2)	2023 г. (И3)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	100 075	83 450	83 429

2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	25 255	15 000	15 000
3	Нетна амортизация, An	7 883	6 484	6 533
4	Номинален размер на инвестициите (p.1-p.2-p.3)	66 937	61 966	61 897
5	Среден номинален размер на инвестициите	97 080		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	105 460		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на p.3	10 900		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	11 170		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период $(p.5-p.6)*5,74\% + (p.7-p.8)$	-751		

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -14 472 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(\text{Путв.} - \text{Епрог.} * \frac{\text{ТРодоб.}\%}{1 - \text{ТРодоб.}\%} * \text{Цтр.} \right) t-1 - \left(\text{Потч.} - \text{Еотч.} * \frac{\text{ТРодоб.}\%}{1 - \text{ТРодоб.}\%} * \text{Цтр1.} \right) t-1 \pm P_{t-2}$$

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 346 766 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 368 531 хил. лв. съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-19 от 31.03.2022 г. и писма с вх. № Е-13-62-8 от 26.04.2022 г. и с вх. № Е-13-62-1014 от 13.05.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.04.2022 г., както и прогноза за месеците май и юни 2022 г.;

Епрог. – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 306 039 хил. kWh;

Еотч. – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 385 926 хил. kWh, съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-19 от 31.03.2022 г., писмо с вх. № Е-13-62-8 от 26.04.2022 г. и писмо с вх. № Е-13-62-1014 от 13.05.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.04.2022 г., както и прогноза за месеците май и юни 2022 г.;

ТРодоб. – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7,5%;

Цмр. – 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;

– *Цмр.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 пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 158,01 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 01.07.2021 г. до 31.03.2022 г., намалена с получените компенсация по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ АД		
1	Количество електрическа енергия закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	563 201
2	Разходи, хил. лв.	215 359
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	382,38
4	Получени компенсация, хил. лв.	134 472
5	Разходи след компенсация, хил. лв.	80 886
6	Постигната цена след компенсация, лв./MWh	143,62
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	137,06
8	<i>Цмр.¹</i> (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	158,01

Pt-2 – (плюс) 649 хил. лв. е изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. (Zt-1), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на Zt-1 са извършени по горната формула, където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 318 595 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 330 909 хил. лв. съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-19 от 31.03.2022 г., относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г.;

Енпрог. – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 301 046 хил. kWh;

Еотч. – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 555 434 хил. kWh, съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-19 от 31.03.2022 г.;

ТРодоб. – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

Ц_{mp} – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

Ц_{mp}¹ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 133,01 лв./MWh.;

Zt-1 – (минус) – 8 291 хил.лв.;

Приложен Z фактор - (минус) -8 940 хил.лв.;

Pt-2 – (плюс) 649 хил. лв.

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

„Електроразпределителни мрежи Запад“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	130 229
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	368 496
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	72 118
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	681 959
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.	62 341
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	39 144
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	4 298
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 14 472
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	- 751
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	599 063
11	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	9 687 551

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

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01600 лв./kWh,

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,06706 лв./kWh,

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,02151 лв./kW/ден,

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00648 лв./kWh,

необходими годишни приходи за втората ценова година от шестия регулаторен период – 599 063 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 687 551 MWh.

2.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-262-34 от 31.03.2022 г. „Електроразпределение Юг“

ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

Утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., в частта по т. II.5.3. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00994 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03783 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02060 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-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,00994	0,02028	104,02%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,03783	0,07719	104,04%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./kW/ден	0,00598	0,02163*	261,71%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02060	0,02163	5%

„Електроразпределение Юг“ ЕАД уточнява, че предложените в ценовото заявление цени са изчислени при очаквана от мрежовия оператор пазарна цена на електрическа енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителната мрежа в размер на 451,30 лв./MWh, определена в изпълнение на указанията, предоставени с писмо на КЕВР с изх. № Е-13-32-2#1 от 21.03.2022 г., към която са прибавени утвърдените от Комисията с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото. 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.

2.2.1. Предоставена от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората 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 134 428 хил. лв., при утвърдени за предходния ценови период – 125 171 хил. лв., в резултат на приложена корекция с инфлационен индекс за периода март 2021 – февруари 2022 г. спрямо периода март 2020 – февруари 2021 г. и специфична инфлация за определени групи материали (електротехнически материали, горива и смазочни материали и др.) с обща стойност от 9 257 хил. лв., което представлява увеличение със 7,4%;

- 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 – 332 274 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7,5%, очаквана прогнозна пазарна цена от 451,30 лв./MWh и утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото;

- Разходи за балансиране – 3,98 лв./MWh или общо 2 787 хил. лв., като увеличението спрямо утвърдените за предходния период 1,80 лв./MWh е обосновано с изключителното нарастване на цените на пазар „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД и 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.

- РБА – 664 950 хил. лв., при утвърдена с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. РБА в размер на 628 214;

- Възвръщаемост – 38 168 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 5,74%;

- Прогнозни количества електрическа енергия – 8 637 854 MWh;

- Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ – е (минус) -1 720 хил. лв.;

- Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ – (плюс) 58 971 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2021 г. – 02.2022 г. и прогнозни стойности за месеците март, април, май и юни 2022 г., както и получените за периода 01.07.2021 г. – 31.03.2022 г. компенсация чрез Министерството на енергетиката по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи.

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 2021 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;

– 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.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 56 717 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 единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 4 131 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2021 г., в размер на (минус) -1 720 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по долу:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		2021 г. (И1)	2022 г. (И2)	2023 г. (И3)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	85 070	93 498	91 018
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	24 846	20 200	20 800
3	Нетна амортизация, Ап	5 310	5 236	5 123
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	54 914	68 062	65 095
5	Среден номинален размер на инвестициите	90 642		
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 $(2,5 \cdot A1 + 1,5 \cdot A2 + 0,5 \cdot A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	7 897		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	8 666		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период $(p.5-p.6) \cdot 5,74\% + (p.7-p.8)$	- 1 720		

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -5 646 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(\text{Путв.} - \text{Епрог.} * \frac{\text{ТРодоб.}\%}{1 - \text{ТРодоб.}\%} * \text{Цтр.} \right) t-1 - \left(\text{Потч.} - \text{Еотч.} * \frac{\text{ТРодоб.}\%}{1 - \text{ТРодоб.}\%} * \text{Цтр.} \right) t-1 \pm P_{t-2}$$

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 326 766 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 347 305 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-262-34 от 31.03.2022 г. и писмо с вх. № Е-13-262-1018 от 18.05.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.04.2022 г., както и прогноза за месеците май и юни 2022 г.;

Епрог. – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 637 854 хил. kWh;

Еотч. – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 104 962 хил. kWh;

ТРодоб. – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7,5%;

Цтр. – 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;

– **Цтр.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 пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 163,90 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 01.07.2021 г. до 31.03.2022 г., намалена с получените компенсация по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	514 194
2	Разходи, хил. лв.	194 548
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	378,36
4	Получени компенсация, хил. лв.	117 668
5	Разходи след компенсация, хил. лв.	76 881
6	Постигната цена след компенсация, лв./MWh	149,52
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	142,95

8	Ц _{пр} . ¹ (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	163,90
---	--	--------

Pt-2 – (плюс) 502 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. (Zt-1), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците април, май и юни 2021 г. Изчисленията на Zt-1 са извършени по горната формула, където:

П_{утв}. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 303 564 хил. лв.;

П_{отч}. – отчетени приходи в размер на 314 459 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-34 от 31.03.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г.;

Е_{прог}. – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 586 990 хил. kWh;

Е_{отч}. – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 770 475 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-34 от 31.03.2022 г.;

Т_{р_{одоб}}. – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

Ц_{пр}. – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

Ц_{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 пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 133,75 лв./MWh;

Zt-2 – (минус) - 8 000 хил. лв.

Приложен Z фактор - (минус) - 8 502 хил. лв.

Pt-2 – (плюс) 502 хил. лв.;

Цената за достъп за битови клиенти не е изчислена по предложения от дружеството метод, като постоянна компонента, която да се начислява върху предоставена мощност в лв./kW/ден, като е еднаква с цената за достъп на небитови клиенти. До настоящия момент Комисията не е утвърждавала цената за достъп, дължима от битовите клиенти, а само тази за небитовите по този начин. Формирането на цената за достъп по предложения начин е нецелесъобразно, тъй като ще засегне на практика най-вече енергийно уязвими клиенти, за които, обаче, Р България все още не е въвела ясни критерии за дефиниране и защита.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	125 171
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	328 568
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	66 606

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	655 958
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.	56 717
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	37 652
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	4 131
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-5 646
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-1 720
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	554 761
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 разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01643 лв./kWh;
 - цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна 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,
- необходими годишни приходи за втората ценова година от шестия регулаторен период – 554 761 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 637 854 MWh.

2.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-45 от 30.03.2022 г. „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

Утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.4. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01312 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03583 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02073 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-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01312	0,02712	106,71%
цена за пренос през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,03583	0,07406	106,70%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00885	0,01829	106,67%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02073	0,04285	106,71%

„Електроразпределение Север“ АД уточнява, че предложените в ценовото заявление цени са изчислени при очаквана от мрежовия оператор пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителната мрежа в размер на 467,50 лв./MWh, определена в изпълнение на указанията, предоставени с писмо на КЕВР с изх. № Е-13-32-2#1 от 21.03.2022 г., към която са прибавени утвърдените от Комисията с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и допустимия максимален размер на разходите за балансиране. 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.

Исходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората 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 110 270 хил. лв., при утвърдени за предходния ценови период – 100 245 хил. лв., в резултат на приложена корекция с инфлационен индекс от 10% за периода февруари 2021 – февруари 2022 г. на обща стойност от 10 025 хил. лв.;

– Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 249 124 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8,5%, очаквана прогнозна пазарна цена от 467,50 лв./MWh и утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране;

– Разходи за амортизации на съществуващите активи – 41 486 хил. лв.;

– РБА в размер на 284 420 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 16 326 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 5,74%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 5 490 283 MWh;

– Корекция с фактора Z – (плюс) 33 274 хил. лв., която отразява отчетните

данни за периода 07.2021 г. – 03.2022 г., както и получените за периода 01.07.2021 г. – 31.03.2022 г. компенсации чрез Министерството на енергетиката по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи.;

– Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния ценови период – (минус) -1 145 хил. лв.

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 2021 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;

– 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.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 42 404 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 единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 3 308 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2021 г., в размер на (минус) -1 145 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по долу:

„Електроразпределение Север“ АД		2021 г. (И1)	2022 г. (И2)	2023 г. (И3)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	40 007	40 000	40 000
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	3 037	3 103	3 196

3	Нетна амортизация, A_n	3 779	4 443	4 125
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	33 192	32 454	32 678
5	Среден номинален размер на инвестициите	49 333		
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 $(2,5*A_1 + 1,5*A_2 + 0,5*A_3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	6 058		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	7 272		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период $(p.5-p.6)*5,74\% + (p.7-p.8)$	- 1 145		

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -5 646 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(\text{Путв.} - \text{Енпрог.} * \frac{\text{ТРодоб.}\%}{1 - \text{ТРодоб.}\%} * \text{Цмр.} \right)_{t-1} - \left(\text{Потч.} - \text{Еотч.} * \frac{\text{ТРодоб.}\%}{1 - \text{ТРодоб.}\%} * \text{Цмр.}^1 \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 218 059 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 241 359 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-273-45 от 30.03.2022 г. и писмо с вх. № Е-13-273-1029 от 20.05.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.04.2022 г., както и прогноза за месеците май и юни 2022 г.;

Енпрог. – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 490 283 хил. kWh;

Еотч. – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 660 579 хил. kWh;

ТРодоб. – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8,5%;

Цмр. – 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;

– Цмр.^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 пренос и достъп през/до

електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 168,01 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 01.07.2021 г. до 31.03.2022 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 Север“ АД		
1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	271 698
2	Разходи, хил. лв.	99 886
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	367,64
4	Получени компенсации, хил. лв.	58 146
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	41 740
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	153,63
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	147,06
8	Ц _{мр} . ¹ (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	168,01

Pt-2 – (минус) -2 082 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. (Zt-1), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на Zt-1 са извършени по горната формула, където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 212 288 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 230 550 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Север“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-273-45 от 30.03.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г.;

Енпрог. – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 445 000 хил. kWh;

Еотч. – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 620 350 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-45 от 30.03.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г.;

ТР_{одоб}. – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 9%;

Ц_{мр}. – 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 128,20 лв./MWh;

Ц_{мр}.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 пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за

балансиране, в размер на 133,83 лв./MWh;

Zt-2 – (минус) -17 184 хил. лв.;

Приложен Z фактор - (минус) -15 102 хил. лв.;

Pt-2 – (минус) -2 082 хил. лв.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	100 245
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	239 272
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	41 486
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	281 936
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.	42 440
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	16 183
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	3 308
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-14 669
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-1 145
10	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9)	384 680
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 – 0,02648 лв./kWh;
 - цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07096 лв./kWh;
 - цена за достъп за небитови клиенти – 0,02311 лв./kW/ден;
 - цена за достъп за битови клиенти – 0,00885 лв./kWh,
- необходими годишни приходи за втората ценова година от шестия регулаторен период – 384 680 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 490 283 MWh.

3.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.5. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01325 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,06035 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 01.07.2022 г. В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай че енергийното

предприятие не е подало заявление, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими годишни приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

3.4.2. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-09-1008 от 18.05.2022 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за втората ценова година от шестия регулаторен период. След анализ на тази информация, данните от годишния финансов отчет на дружеството за 2021 г. и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, 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;

- 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.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 406 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 единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 56 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2021 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. (И1)	2022 г. (И2)	2023 г. (И3)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	200	159	188
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	9	0	0
3	Нетна амортизация, An	32	36	58
4	Номинален размер на инвестициите (p.1-p.2-p.3)	159	123	130
5	Среден номинален размер на инвестициите	216		

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 $(2,5 \cdot A1 + 1,5 \cdot A2 + 0,5 \cdot A3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	54
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	35
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за първата година на регулаторния период $(p.5-p.6) \cdot 5,74\% + (p.7-p.8)$	17

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -359 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(\text{Путв.} - \text{Енпрог.} \cdot \frac{\text{ТРодоб.}\%}{1 - \text{ТРодоб.}\%} \cdot \text{Цмр.} \right)_{t-1} - \left(\text{Потч.} - \text{Еотч.} \cdot \frac{\text{ТРодоб.}\%}{1 - \text{ТРодоб.}\%} \cdot \text{Цмр.}^1 \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 3 673 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 4 115 хил. лв. съгласно представената информация с писмо с вх. № Е-13-09-1008 от 18.05.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.04.2022 г., както и прогноза за месеците май и юни 2022 г.;

Енпрог. – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 49 907 хил. kWh;

Еотч. – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 55 907 хил. kWh;

ТРодоб. – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 5%;

Цмр. – 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;

– **Цмр.¹** – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 148,20 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 01.07.2021 г. до 31.03.2022 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 Златни Пясъци“ АД

1	Количество електрическа енергия, закупено от БНЕБ ЕАД, MWh	1 518
2	Разходи, хил. лв.	475
3	Постигната среднопретеглена цена, лв./MWh	312,99
4	Получени компенсации, хил. лв.	272
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	203
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	133,81
7	Постигната цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, лв./MWh	131,27
8	Ц _{пр} . ¹ (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	152,22

Pt-2 – (плюс) 35 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. (Zt-1), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни. Изчисленията на Zt-1 са извършени по горната формула, където:

П_{ув}. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 3 342 хил. лв.;

П_{отч}. – отчетени приходи в размер на 1 955 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Златни пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-1008 от 18.05.2022 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г.;

Е_{прог}. – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 57 904 хил. kWh;

Е_{отч}. – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 37 067 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Златни пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-1008 от 18.05.2022 г.;

Т_{р_{одоб}}. – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 5%;

Ц_{пр}. – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

Ц_{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 пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 134,89 лв./MWh;

Zt-2 – (плюс) 1 261 хил. лв.;

Приложен Z фактор - (плюс) 1 226 хил. лв.;

Pt-2 – (плюс) 35 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	1 701
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	1 544
3	Разходи за амортизации	240
4	Регулаторна база на активите	2010
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 351

4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	253
4.3.	Необходим оборотен капитал	406
5	Норма на възвръщаемост на капитала	5,74%
6	Възвръщаемост (p.4*p.5)	115
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	56
8	Корекция с фактор Z	-359
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	17
10	Необходими годишни приходи (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)	3 314
11	Количество електрическа енергия за разпределение	62 521

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

- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00828 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04473 лв./kWh,

необходими годишни приходи за втората ценова година от шестия регулаторен период – 3 314 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 62 521 MWh.

VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-14 от 31.03.2022 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД, с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2022 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № Е-13-46-16 от 30.03.2022 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. От „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е постъпило писмо с вх. № Е-13-77-1002 от 13.05.2022 г. с информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 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 01.07.2021 г. – 30.06.2022 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 обоснованост, тъй като не е налице яснота относно възможностите за тяхното обезпечаване посредством финансиране чрез различни инструменти или комбинация от тях (в т.ч. безвъзмездна финансова помощ, нисколихвени и държавно гарантирани заеми, други финансови стимули за привличане на инвестиции от частния сектор, европейски фондове и програми и т.н.). В допълнение, разпределението на индивидуални цели за енергийни спестявания обхваща освен предприятия от сектор „Електроенергетика“ и такива от сектори като „Топлоенергетика“, „Природен газ“, „Търговия с течни горива“ и „Търговия с твърди горива“. Това, в комбинация с възможността за свободно прехвърляне на издадени удостоверения за постигнати енергийни спестявания, ще доведе до ситуация крайните клиенти на електрическа енергия да финансират разходи по изпълнени мерки за енергийна ефективност в други сектори и на практика е възможно да доведе до чувствително и необосновано увеличение на цената за задължения към обществото.

1.4. В цените не са включени разходи за несъбираеми вземания. Не може да се приеме за обосновано, че включването на разходи за несъбираеми вземания в необходимите годишни приходи на дружествата е в интерес на клиентите, тъй като предприемането на съответни действия за недопускане на възникването на тези разходи чрез способите за събиране на вземания по съдебен ред, уредени в Гражданския процесуален кодекс (ГПК), е изцяло в обхвата на управленските решения на органите на дружествата. Поради тези причини разходите за несъбираеми вземания попадат в обхвата на чл. 11, ал. 2, т. 14 от НРЦЕЕ и не следва да бъдат признавани в състава на разходите, свързани с лицензионната дейност. Признаването на тези разходи в допълнение към компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ е непазарен подход, поставящ крайните снабдители в привилегировано положение спрямо останалите участници на пазара, които покриват подобни разходи за сметка на маржа си. Подобна мярка би демотивирала дружествата да полагат усилия за събирането им по реда на ГПК.

2. Цени и необходими годишни приходи на електроснабдителните дружества за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

2.1. „ЕЛЕКТРОХОЛД ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-47-14 от 31.03.2022 г. „ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

2.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-27 от 01.07.2021 г., в частта по т. II.6.1., цени, без ДДС, по които „ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД 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:

„ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД

Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14666	0,15440	5,28%
- Нощна	0,06245	0,06575	5,28%
2. Една скала	0,14666	0,15440	5,28%

Прогнозата на „ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД за необходимите годишни приходи е извършена при спазване на следните условия:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 515 027 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР цена на обществения доставчик;

- Разходи за заплащане на цена за задължения към обществото – 34 123 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР цена за задължения към обществото;

- Компонента за дейността – 41 659 хил. лв., в т.ч.: оперативни разходи за дейността в размер на 20 721 хил. лв.;

- Възвръщаемост на регулаторната база в размер 4 209 хил. лв., разходи за балансиране в размер на 16 729 хил. лв., приложена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 5,74%

- Към необходимите годишни приходи дружеството включва разходи за енергийна ефективност в размер на 1 248 хил. лв. и некомпенсирани разходи за небаланси за периода 03.2019 г. – 02.2022 г. – 23 869 хил. лв.;

- Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 752 491 MWh.

„ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД е направило отделно и следните искания:

- искане за възстановяване на некомпенсирани разходи за балансиране в размер на 20 444 хил. лв., възникнали през периода 06.2014 г. – 02.2019 г.;

- искане за възстановяване на несъбираеми вземания, за които е поискано възстановяване на ДДС, в размер на 24 600 хил. лв. (без включен ДДС);

- искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи за периода 2017 г. – 2020 г., произтичащи от задължения, свързани с изпълнение на индивидуалните цели за енергийни спестявания съгласно чл. 14, ал. 4, чл. 14а, ал. 4, чл. 15, ал. 6 и чл. 20 от Закона за енергийната ефективност, в размер на 14 581 хил. лв.

2.1.2 Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на заявлението на „ЧЕЗ Електро България“ АД, с ново наименование „Електрохолд Продажби“ АД 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. В чл. 10, ал. 5 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 снабдителите извън тези, които се покриват от компонентата за дейността по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ.

В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VIII.1.3. от единния подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Такива разходи не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Към настоящия момент не е възможно да се прогнозира разходите за енергийна ефективност, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуални цели.

Разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

– срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и

– направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

В 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“ АД са, както следва:

„Електрохолд Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,11146
- Нощна	0,02627
2. Една скала	0.11146

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен

снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,73 лв./MWh;

- необходими годишни приходи – 426 456 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 4 866 543 MWh.

Клиентите на „Електрохолд Продажби“ АД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,02056 лв./kWh;
2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,06706 лв./kWh;
3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00648 лв./kWh.

2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2022 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

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

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-27 от 01.07.2021 г., в частта по т. II.6.2., цени, без ДДС, по които „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството, считано от 01.07.2022 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14433	0,14420	-0,09%
- Нощна	0,05812	0,05812	0,00%
2. Една скала	0,14433	0,14420	-0,09%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия – 433 704 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР цена на обществения доставчик;
- Разходи за заплащане на цена за задължения към обществото – 28 735 хил. лв., изчислени в съответствие с утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР цена за задължения към обществото;
- Компонента за дейността – 30 376 хил. лв., в т.ч. разходи за балансиране в размер на 16 168 хил. лв.;
- Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 002 069

MWh.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е подало и искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с постигане на индивидуалните му цели за енергийната ефективност, в общ размер от 11 332,00 лв., в т.ч.:

– 9 832 лв. за финансиране на мерки за повишаване енергийната ефективност при краен клиент за постигане енергийни спестявания при крайна енергия в размер на 9,32 MWh/г. първична енергия, потвърдени с удостоверение за енергийни спестявания № 1765/12.04.2019 г. на Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР);

– 1 500 лв., без ДДС, за финансиране на мерки за повишаване енергийната ефективност при краен клиент за постигане енергийни спестявания при крайна енергия в размер на 5 325,85 MWh/г. първична енергия, потвърдени с Удостоверение за енергийни спестявания № 2664/27.07.2021 г. на АУЕР.

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 01.07.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.
	лв./kWh
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,10916
- Нощна	0,02116
2. Една скала	0,10916

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,73 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 375 044 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 4 279 845 MWh.

Клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,02056 лв./kWh,

2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07105 лв./kWh,

3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00598 лв./kWh.

2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-46-16 от 30.03.2022 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

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

Утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-27 от 01.07.2021 г., в частта по т. II.6.3., цени, без ДДС, по които „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД продава електрическа енергия на крайни битови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството цени, считано от 01.07.2022 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2022 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14778	0,14778	0,00%

- Нощна	0,05787	0,05787	0,00%
2. Една скала	0,14778	0,14778	0,00%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

– Разходи за закупуване на електрическа енергия – 339 613 хил. лв., в т.ч. разходи за заплащане на цена за задължения към обществото, изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР цена на обществения доставчик и цена за задължения към обществото;

– Компонента за дейността – 22 296 хил. лв.;

– Количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти – 2 938 904 MWh.

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заявява и следните допълнителни разходи за утвърждаване от КЕВР за ценовия период от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г.:

– Разходи за енергийна ефективност, свързани с ангажиментите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ – 655 хил. лв.;

– Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 10 857 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.

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 01.07.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на	

ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,11311
- Нощна	0,02015
2. Една скала	0,11311

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,73 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 257 537 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 2 938 904 MWh.

Клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,02056 лв./kWh;
2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07096 лв./kWh;
3. Цена за достъп до електроразпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00885 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 01.07.2022 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 необходими годишни приходи и цени въз основа на данните, с които разполага.

2.4.2. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-77-1003 от 13.05.2022 г. дружеството е представило информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 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 01.07.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителни мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,10428
- Нощна	0,04557
2. Една скала	-

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,73 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 116 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 1 325 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 – 0,02056 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 – 0,04473 лв./kWh.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2022 г. (включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)	
„Електрохолд Продажби“ АД	2,39%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	3,46%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	4,56%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	-21,93%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	3,30%

Изказвания по т.3.:

Пламен Младеновски: Уважаеми г-н Председател, уважаеми членове на Комисията, изчисленията са описани подробно в настоящия доклад, но аз ще се спра само на най-важните неща.

Първо, по отношение на прогнозната пазарна цена, която е една от най-важните и около която се въртят и предните доклади, които Комисията вече обсъди. Направен е анализ на база на фючърсните сделки на Европейската електроенергийна борса, както и на постигнатите цени на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД от единствения продавач, който е продавал енергия по дългосрочни договори за III-то тримесечие, IV-то тримесечие, а съответно и за следващото полугодие на годината - „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. В анализа подробно са описани постигнатите цени, динамиката на цените по търговете през различното им време на провеждане и т.н.

Направен е извод, че средната цена за второ полугодие, което се получава от проведените търгове на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД е в порядъка на около 440 лв./MWh. В същото време са взети актуалните цени на фючърсите към 18 май (датата на анализа). Тук следва да се отбележи, че фючърси в момента, изчислени стойности на фючърси на Европейската електроенергийна борса, има само за III-то и IV-то тримесечие на 2022 г., като е направена и прогноза за първо полугодие на 2023 г., въз основа на девиацията между българския и унгарския пазар. Тя е относително постоянна, тъй като са налични и на HUDEX, и на EEX стойности за унгарския пазар. През девиацията са изчислени фючърсите за българския пазар, като средната цена съгласно фючърсните сделки е от порядъка на около 468 лв. за следващия ценови период. Тук виждаме, че има едно отклонение спрямо цените, постигнати на българския пазар и цените, които са спрямо унгарския, което е от порядъка на 7-8%.

Това отклонение се дължи на различни фактори. В макроикономиката се нарича асиметричен шок. Този термин отразява чисто макроикономически, когато... Давам пример: когато един отделен регион или една отделна държава се развива в посока обратна, или не толкова на кривите на развитие, кривите на ръста или на спада на икономиката се разминават. Обяснението на това са обикновено или спекулативни намеси, или най-често нормативни, или регулаторни интервенции. За тази асиметричност в България, според работната група, обяснението е ограничението от 5MW за един участник за участието в дългосрочните продукти. Предвид това е постигането на по-ниска средно-претеглена цена отколкото, ако тези продукти се предлагат без ограничение. Тази асиметричност също е отчетена при изготвянето на прогнозата, тъй като вече не малко количество е продадено по дългосрочни договори, т.е. има достатъчно енергия, която може би ще остане в България, която няма да е за износ и по този начин е коригирана и с тази асиметрия тази прогноза от фючърсите от 468,42 на 430,94. Съгласно изискването на Наредбата на чл. 37 б, ал. 1, ал. 2, въз основа на графици на отделните технологии и отделните производители, както и независимият преносен оператор, операторите на електроразпределителните мрежи, са изчислени индивидуални коефициенти, въз основа на постигнатата средно-претеглена цена на платформата „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД, като и съответно са изчислени различни прогнозни пазарни цени в зависимост от профила на потребление на различните дружества, които Комисията би следвало да им определя прогнозни пазарни цени. В тази връзка независимият преносен оператор е 421,08 лв., за електроразпределителните дружества е 446,78 лв., за производителите на електрическа енергия от високоефективно производство: 427,46 лв., за производителите от слънчева енергия: 395,67 лв., за производителите от вятърна енергия: 440,21 лв., за производителите от водно електрически централи: 381,23 лв. и за производителите от биомаса: 388,41 лв.

По отношение на производителите на електрическа енергия, които са подали заявления за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период, за които Комисията да определи разполагаемост по чл. 21, т.21 от Закона за енергетиката, подробно в доклада са описани заявленията, съответно и корекциите, които са наложени. Ще се спра с по две думи за всеки един от тях.

По отношение на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и основните корекции, които са извършени. Първо, по отношение на произведената нетна електрическа енергия. Поисканият запас от 1%, който е за непредвидени спирания на централата е променен спрямо отчетеното за предходната година, отчетения запас, съответно нетната електрическа енергия е коригирана с около 130 000 MWh.

По отношение на условно-постоянните разходи. Разходите са подробно описани, там са намалени с около 47 000 000 лв. условно-постоянните разходи, като въз основа на тези корекции, предложената от дружеството цена от 63,82 лв. е намалена на 60,96 лв.

При „Национална електрическа компания“ ЕАД отново са извършени корекции на условно-постоянните разходи, като там основно при променливите разходи са намалени разходите, които дружеството ще извърши за покупка на електрическа енергия, която да се използва за ПАВЕЦ, предвид обстоятелството, че към настоящия момент ПАВЕЦ не работи и нямаме яснота кога някой от хидроагрегатите ще бъде пуснат. Предвид това разходите за ПАВЕЦ са намалени с 2/3. Все пак не знаем... може и да тръгнат или поне първа машина може да започне да работи, но все пак нямаме официална информация, нямаме яснота и предвид това са намалени. В тази връзка след казаните от мен корекции, след предложената цена от 94,64 лв. е изчислена на 80,98 лв., спрямо 83,43 лв. през предходната година.

По отношение на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Там по-интересното е, че те предявяват искане за компенсиране на разходите по чл. 35 от Закона за енергетиката. Предвид заповедта на министъра от предходната година и количествата електрическа енергия, които са предоставени на обществения доставчик. Съгласно тази заповед, искането на дружеството включва компенсация в общ размер на 178 000 000 лв., като включва разходи и за по-предходния регулаторен период. Голяма част от тези искания са отхвърлени, предвид факта, че първото искане по отношение на периода 01 януари – 30 юни 2021 г. вече веднъж са компенсирани за тези разходи, за разликата във въглеродните квоти, но предвид факта, че те са закупили от тези квоти не в периода за който те се отнасят (01 януари – 30 юни), а са закупени след 01 юли по доста по-завишена цена, тази претенция е отхвърлена, тъй като Комисията все пак прилага единен подход за компенсиране на абсолютно всички, независимо дали са топлофикационни дружества, независимо дали е „ТЕЦ Марица изток 2“ или е общественият доставчик - във връзка с изкупената електрическа енергия по споразуменията за изкупуване на енергия. Компенсира се по средна цена за периода, през който съответно е произведена електрическата енергия, като по този начин се избягват значителни колебания в стойността на тези въглеродни квоти.

По отношение на едно от исканията на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД във връзка с излезлия нов верификационен доклад, там утвърденият коефициент е по-нисък, така че те са по-скоро надкомпенсирани, отколкото да искат допълнителна компенсация (тук не е ясно, какво точно са се опитали да поискат). Прието е за основателно единствено компенсация за настоящия регулаторен период и то отново по средна цена, а не по цена, по която те отново имат забавяне в закупуването на квоти, а не по цена, която е отчетена. Тази компенсация е преизчислена в размер на 52 000 000 лв., както е прието и за основателно (тук няма вече как да не го приемем за основателно) искането на дружеството за компенсация на разходи във връзка с повишената цена от 01 март 2022 г. на въглищата, която е изчислена само за тези 1 000 000 MWh, които са произведени на 1 415 000 лв. Те са включени по-долу в разходите на обществения доставчик, съответно в разходите на Фонда. Тук имаме подобна ситуация, това не е само с „Топлофикация София“, а всички дружества в сектор „Електроенергетика“ са си работили с някакви техни цени на квоти, на газ, всеки е дал различно. Давам пример: именно „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД предвид факта, че „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД са работили с по-ниска цена на въглеродните емисии, техните разходи за квоти въглеродни емисии са преизчислени от 68 000 000, предложени от дружеството на 78 000 000, които са съгласно прогнозата за следващия регулаторен период от средна цена от 91,30 евро. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД са работили с цена от около 80 EUR/t. Те са си посочили съгласно цената, която е била на 31 март, когато те са подавали заявление.

На останалите производители „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 3“ АД, „Топлофикация Русе“ АД няма да се спирам по-детайлно, тъй като и върху техните цени са приложени съответните корекции и на тях така или иначе няма да се определи разполагаемост, предвид факта, че те не отговарят на чл. 21, ал. 1, т. 21, изречение второ, което казва, че на дружества, чиято цена е по-висока с 10% от прогнозната пазарна цена, регулаторът не определя разполагаемост.

По отношение на разполагаемостта. Направена е прогноза за регулирания пазар през следващата година в размер на 12 860 618 MWh. Тук имаме сериозно разминаване между прогнозата на „Националната електрическа компания“ ЕАД и на дружествата за поредна година, предвид факта, че през последните два ценови периода, тъй като КЕВР до момента е приемала прогнозата на крайните снабдители, има сериозно разминаване в отчета и съответно в прогнозата на крайните снабдители. Виждаме, че и тази година тя е сериозно завишена с около 400 000 MWh спрямо отчетените количество през 2021

г. (това е прогнозата на крайните снабдители). НЕК ЕАД съответно пък са я завишили с около 200 000 MWh спрямо миналата година. В тази връзка е приет подходът, в който отчетът за 2021 г. е индексирен с 1%. Получената стойност е 12 087 000 MWh, при предложение на НЕК ЕАД от 12 261 и предложение на крайните снабдители от 11 690, т.е. някъде по средата се балансират двете прогнози. Въз основа на този анализ и на прогнозния електроенергиен баланс на „Електроенергийния системен оператор“ ЕАД се приема, че в страната през следващата година ще се консумират 33 930 000 MWh, от които 12 086 618 MWh ще бъдат за регулирания пазар. В тази връзка направеният анализ на изчислените цени спрямо прогнозната пазарна цена, като разполагаемост е определена единствено на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и ВЕЦ – те, собственост на НЕК ЕАД.

По отношение на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 3“ АД и „Топлофикация Русе“ АД вече споменах, че те не отговарят на това условие.

По отношение на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Тази година попада в хипотезата на чл. 21, но вземайки предвид чл. 24 съгласно, който разполагаемост се определя на производители с по-ниска цена, върхови товари и сезонност. Високата цена на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не отговаря на това условие, а именно взети са двете централи със значително по-ниски цени - „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД с 60,96 лв. и ВЕЦ-те с 80 лв. спрямо 328 на възлищната централа. Подробно са описани и разполагаемостите и количествата, които общественият доставчик следва да реализира на регулирания и съответно на свободния пазар. Квотата за свободния пазар е в размер на 5 362 645 MWh, като е направен помесечен баланс, помесечна разполагаемост на производителите съгласно изискването на чл. 21.

По отношение на обществения доставчик. При така описаните параметри, средната цена на енергията, която обществения доставчик ще закупува, а тя включва: „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, ВЕЦ на НЕК ЕАД... Много малко от централите са с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW – те са само четири централи и възобновяемите източници под 500 kW, както и двете централи с дългосрочни договори.

На двете централи с дългосрочни договори е определена значително по-високо количество, спрямо предходни години за производство, тъй като така или иначе, предвид високите цени на пазара, цените им са по-ниски от пазарната цена. Съответно НЕК ЕАД има изгода (така да се каже) да реализира по-високи количества от тези централи на свободния пазар и съответно да печели от производството на тази енергия в тази връзка. А това как помага на регулирания пазар? По-високите количества произведена електрическа енергия, намаляват общата цена с разполагаемостта, тъй като разполагаемостта се плаща така или иначе. При по-голямо количество тя се разпределя върху по-голямо количество енергия и съответно намалява цената. Вече се вижда обаче, че започна с увеличените квоти от последните дни и сигналите, които се дават, че централите няма да бъдат компенсирани за участието си в свободния пазар. През последните два дни наблюдавах, че именно Ей И Ес затварят пазара, тъй като НЕК ЕАД идва на отчетната цена за разполагаемост и енергия и точно централата затваря пазара, така че аз лично, моите очаквания са, че през следващия месец когато влезе и когато започне „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД да работи с двата блока, тогава вече може и в някои часове да не може да бъде реализирана енергията специално от Ей И Ес. Това, което казах за общото количество електрическа енергия, което НЕК ЕАД ще закупува, ни е необходимо за изчисляване на средната цена на изкупуваното количество, а тя е (това е общо, не само за регулиран пазар) 217,81, като съответно тя се използва за изчисляване на оценката на обществения доставчик, която съгласно Наредбата се определя в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена. В случая е приет максималният размер – 3%, в размер на 6,53 лв./MWh. Тази година за първи път компонентата за дейността

„обществена доставка за електрическа енергия“ е по-висока от компонентата на крайните снабдители, когато е в размер до 7%, но до това ще стигнем по-късно. Представяме цената, по която НЕК ЕАД изкупува енергията за дейността „обществена доставка“, като тази година квотата на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е значително повишена спрямо предходната от 2 900 000 на близо 5 000 000 MWh, което запазва по-евтината енергия за пазара за битовите потребители. По-специфичното е, че е приложена допълнителна компенсация на обществения доставчик по чл. 93 а, ал. 1, т. 2. Тази допълнителна компенсация отразява принципа, че ако тези две централи нямаха (ако НЕК ЕАД нямаше задължение по чл. 93 да изкупува произведеното количество електрическа енергия) най-вероятно щяха да попаднат под същата хипотеза като „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, а именно нямаше да им бъде определена разполагаемост, затова смятаме, че разполагаемостта щеше да е изцяло въз основа на двете по-евтини централи, както и другите задължителни количества. Затова смятаме, че би следвало да се компенсира общественият доставчик по чл. 93 а, именно въз основа на разликата между разходите, които търпи за тази енергия и съответно средната пълна цена, която е на двата най-евтини доставчика, двата най-евтини производителя. Под пълна цена имам предвид с включени ценообразуващи елементи, които ние по закон нямаме право да включваме, каквито са 5% вноса към Фонд сигурност на електроенергийната система и цената за достъп на „Електроенергийния системен оператор“ ЕАД за производителите. В тази връзка цената на обществения доставчик е намалена спрямо предходната година на 81,90 лв.

По отношение на задължение към обществото, прогнозните приходи на Фонда са оценени на 3 209 785 000 лв. При оценката, която е направена, въз основа на тържния календар за 2022 г., съответно пренесен в първата половина на 2022 г., като първа половина на 2023 г., търг по търг, като средно-претеглена цена от прогноза на съответните търгове. Отчетени са и рисковете от изтегляне на квоти, както и от наливане на допълнителни квоти. Излезе едно съобщение на Европейската комисия, че е възможно следващите четири години от Фонда за резерв за стабилност на пазара да се наляят допълнителни квоти на пазара, които да финансират three power use стратегията на Европейската комисия, така че тези очаквания на инвеститорите се отразиха като търгване на цените на квотите в посока надолу, които и към настоящия момент са под 80 EUR/t. Направен е и баланс на Фонда, но преди баланса, искам да коментирам искането на обществения доставчик за компенсация, заради по-високите количества, отчетени от крайните снабдители. Съответно общественият доставчик твърди, че тази енергия е осигурена именно от централите със сключени дългосрочни договори, като съответно предявява искане за компенсация в размер на 468 503 000 лв. само за настоящия ценови период във връзка с допълнителните количества, допълнителните разходи за квоти, и допълнителните разходи за въглища на двете централи, и по-високите количества. Тази компенсация е преизчислена, като е използван следният подход:

Всички реализирани количества от обществения доставчик независимо, че в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. предвид факта, че там е прогнозирана по-ниска прогнозна пазарна цена, са компенсирани на „Националната електрическа компания“ ЕАД. Всички тези количества на свободния пазар, предвид постигнатата средна цена на пазара до момента от порядъка на 370 лв. са извадени от компенсациите, които са на обществения доставчик за настоящия регулаторен период, като допълнителните количества са включени на мястото на реализираните количества на свободния пазар.

Има таблица с изчисления, в която се вижда, че се компенсира само и единствено заради енергията на регулирания пазар, като тази компенсация е преизчислена от 468 на 258 000 000 лв. Записано е, че всички стари компенсации и за

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, и за Фонда, предвид баланса на Фонда, а именно, че той няма стари приходи, а само приходи, които ще дойдат от 01 юли нататък, всички тези разходи за стари ценови периоди в размер на 305 530 000 лв. за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и 252 за НЕК ЕАД. Тези 305 000 000 лв. ще се изплащат през следващия ценови период на 12 равни месечни вноски. Имайки предвид, че във връзка с предходния доклад през премиите пак е използван идентичен подход като с топлофикациите, тъй като там натрупаният дефицит ще се изплаща реално с премиите, така че тези премии също са... (само, че там не са равни 12 месечни вноски), но са месец по месец и са разпънати за целия период. Направен е баланс на разходите и на приходите на ФСЕС, както са подробно изложени в доклада, от който е видно, че приходите на Фонда напълно покриват разходите му и в тази връзка цената по чл. 30, ал. 1, т. 17, а именно цената за задължение към обществото, би следвало да е в размер на 0 лв./MWh.

По отношение на ЕСО ЕАД. ЕСО ЕАД е поискала цената за достъп за крайни клиенти да се увеличи с 71%, цената за достъп за производителите да се повиши минимално с 0,41%, цената за достъп до електропреносната мрежа за производители от електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия да се намали с 0,56 % и цената за пренос през електропреносната мрежа, която заплащат всички крайни клиенти да се увеличи с 102%. След подробно описаните в доклада корекции тези цени са коригирани, като цената, поискана за пренос от 23,22 е предложена от работната група 19,89, цената за достъп на производители от 2,43 е коригирана на 2,29, а цената за достъп на потребители е коригирана от поисканите 0,84 лв. на 0,67 лв. В доклада са описани подробно направените корекции, които се изразяват при цената за достъп, основно на условно-постоянните разходи, а при цената за пренос, коригирана, както регулаторната база на активите, в резултат на установени още при НЕК ЕАД преоценки на активите, които не се... (ЕСО ЕАД като приемник на НЕК ЕАД, активите са намалени с тази преоценка), както и са увеличени спрямо отчетните данни и приходите на дружеството от разпределяне на преносната способност, т.е. от капацитети, като са включени почти всички приходи от дружеството от капацитети за намаляване на тарифата.

При електроразпределителните дружества е използван единен подход. Корекциите, които са приложени по Наредба: корекция с инфлация в размер на 3,3%. Това е средно-годишната инфлация за 2021 г., по данни на Националния статистически институт. Всяко ЕРП си е работило с различна инфлация, декември-декември, януари-февруари и както си е решило. В смисъл, когато излиза най-висока. Предложените стойности са от 7 до 12% - инфлационен индекс. Моята позиция е, че независимо, че отчетните данни към настоящия момент (всеки вижда, че инфлацията е доста по-висока), а принципът, по който регулаторът е работил е средно-годишна инфлация за предходната година. От къде идва този принцип? Принципът е, че при утвърждаването на цени за предходния регулаторен период, регулаторът не е извършил корекции на отчетените от тях през базисната година разходи. Базисната година в случая е 2020 г. Принципът е, след като не е извършил корекции и е взет от 2021 г., т.е. отчетната година 2020 г., съответно да се прилага и инфлация за 2021 г., съответно през следващия период за 2022 г., а не тази, която е била угодна на дружеството, било на потребителите, т.е. трябва да се следва този единен подход. С коефициент за ефективност не е коригирано, тъй като принципът да се коригира с коефициент за ефективност, ако регулаторът е приел, да речем, техните искания за първата година от регулаторния период, да е определил коефициента, с който те трябва да оптимизират работата си. В случая ние не сме приели техните искания, а сме взели отчета, който е значително по-нисък от техните искания. В тази връзка корекцията не е приложена и са приложени корекции, отразяващи отклоненията между прогнозни и отчетени

инвестиции за предходния регулаторен период и корекции с фактора Z. Тук по-специфичното е, че при прилагането на корекцията с фактора Z, повечето електроразпределителни дружества са заявили корекции от порядъка на плюс 50, плюс 30 милиона. В случая на всички електроразпределителни дружества са приложени корекции в отрицателни числа. Подходът, който е следван е, че корекция не се прилага върху общите разходи, а при изчислението на отчетната цена и в тази връзка е намалена тази корекция с фактора Z. За същото нещо са използвани различни подходи в техните заявления и в приложения от работната група, който смятам, че разликата, от къде идва... може би, ако не разбирате..., когато се получават компенсация много зависи как ще се отразят компенсациите: дали ще се отразят в цената, или като общия приход. Това е разликата.

Тази година това изкривява подхода на изчисляването на фактора Z, а именно получените компенсация. Прието е, че тези компенсация ще продължат до края на регулаторния период и в тази връзка допълнителна корекция не е прилагана за периода за последното тримесечие. Още повече, че и във всички искания на Министерството на енергетиката за утвърждаване на т. 8г от правомощията на Комисията, излишък във Фонда, който може да се използва за програмите, е записано уверението, че програмите за компенсиране на технологичните разходи, ще продължат до края на този регулаторен период.

По отношение на крайните снабдители. Методът за надценка е много прост: там е кос плюс, който се прилага. Разходите, които претърпяват за електрическа енергия се индексират с надценка до 7%, която би следвало да покрива разходите на дружеството за оперативна дейност, за дейността, за лицензионната дейност и разходите за балансиране. В случая надценката, предвид намалената цена на обществения доставчик е намалена, но пак е използван максималният процент от 7%, но е намалена с около 20% - надценката на крайните снабдители, като в крайна сметка всичко, което казах, цените, които са изчислени, които се предлагат за утвърждаване от Комисията са посочени в доклада, като финалното увеличение на крайните цени на битовите потребители е 2,39% за клиентите на „Електрохолд Продажби“ АД, 3,46% за клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, 4,56% за клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и намаление с 21,93% за клиентите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, като средно претегленото изменение е 3,30%.

Тук за „ЕСП Златни Пясъци“ ООД искам да поясня, че при тях се получават такива огромни дисбаланси, предвид факта, че миналата година те бяха отчетели много ниски количества пренесена електрическа енергия, предвид пандемията и имаха много голям положителен Z фактор. Бяха прогнозирали отново ниски количества предвид пандемията и това доведе до много рязко увеличаване на техните цени. Сега в момента за следващия регулаторен период изчисленият Z фактор е отрицателен отново при тях и разликата е милион и половина. При „ЕСП Златни Пясъци“ ООД милион и половина е все едно петдесет милиона при останалите дружества. Само да вметна: цялата годишна печалба на крайния снабдител по утвърдената надценка накрая е 7000 лв. И сега отново са прогнозирали нормализиране в количествата пренесена енергия, така че имаме веднъж голям Z фактор, махане на положителния Z фактор от миналата година, увеличение на количеството, което води до рязко намаляване на цените. Именно поради това е с около 20% намаление. Тук искам и да вмъкна и нещо и в момента вървят проверки на инвестициите на електроразпределителните дружества, когато резултатите от тях бъдат готови ще бъдат представени на Комисията и съответно отразени във финалното решение от 01 юли.

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 и вземе 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.

Станислав Тодоров: Благодаря г-н Младеновски, колеги от Комисията имате ли някакви въпроси. Г-н Йорданов.

Александър Йорданов: Благодаря, г-н Председател! Аз имам два коментара. Единият касае цените, предложени за утвърждаване на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, но там е само коментар. Там ще кажа, че регулаторната мъдрост няма как да преодолее управленските дефицити и те ще продължат да съществуват. Това като общ коментар. Вторият ми коментар вече е по-съществен и той засяга един феномен, който за първи път се забелязва тази година, за този ценови период. Всички ЕРП-та, може би с изключение на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, отчетоха технологичен разход, като относителен дял по пренесената енергия, по-нисък от този, който Комисията им е утвърдила за съответния регулаторен период. Разбира се, анализите сочат, че това няма нищо общо с действителния технологичен разход, а просто поради високата цена на електроенергията на организирания пазар, откъдето те купуват, съответно технологичния разход. Те са си позволили така да прехвърлят част от закупуването на технологичния разход през квотата на НЕК ЕАД за крайните снабдители и съответно са ги купили при съществено по-ниска цена, което с оглед и на получените компенсации и съответно пък за останалите количества технологичен разход някак е доста смущаващо като действие, освен че при Z фактора, съответно нетният ефект от това заобикаляне на правилата, а всъщност се нетира. Тук отново в ценовото решение, поради по-ниската цена на обществения доставчик, по която той продава на крайните снабдители и запазването на утвърдения технологичен разход на електроразпределителните дружества, стимулът да заобикалят по същия начин правилата продължава да съществува, даже се усилва. И в тази връзка аз разбирам, че при това ценово решение ние не можем да коригираме утвърдения технологичен разход на електроразпределителните дружества, но апелирам колегите от работната група да помислят как да предотвратим този стимул, така че електроразпределителните предприятия да не купуват през крайните си снабдители от обществения доставчик, защото това ще доведе, първо, до неизпълнение на квотата на обществения доставчик, т.е. до недостиг в квотата на обществения доставчик и, второ, все пак това преодолява всякакви регулаторни принципи. Играта става нечестна.

Станислав Тодоров: Благодаря, г-н Йорданов! Аз също имам един въпрос. ЕСО ЕАД са поискали увеличение от 102%. След работата на работната група, какво е предложението да бъде като увеличение?

Пламен Младеновски: Увеличението, което е след работата на работната група, е 71%, но говорим за общата цена, не само на преноса, а на двете: пренос и достъп, т.е. на общия разход, който клиентите биха заплащали към ЕСО ЕАД.

Станислав Тодоров: Имаме ли ги тези проценти за останалите преносни дружества?

Пламен Младеновски: Да, имаме ги. При ЧЕЗ цената за достъп и разпределение за битови клиенти, общото увеличение е 73%, като цената за достъп се увеличава 7,19%, а цената за достъп с 84,44. Общото увеличение на двете цени, които битовите клиенти ще плащат е 73. При ЕВН този процент е 76, при Енерго – Про е 78. При „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е намаление с 28, но това е само делът на мрежовите услуги.

Станислав Тодоров: Каква е промяната в крайна сметка в крайната цена за битовите потребители?

Пламен Младеновски: Средно-претегленото изменение е 3,3%, съответно по дружества: за „Електрохолд Продажби“ АД: 2,39%, което е средно-претегленото изменение на дневна тарифа, която се увеличава с 2,25%, а нощна с 3,03%. При „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД: средно-претеглено изменение 3,46%, дневната тарифа се увеличава с 3,31%, нощната с 4,25% и тази с една скала с 3,31%. При „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД средно-претегленото изменение е 4,56%, като дневната тарифа се увеличава с 4,42%, а нощната с 5,23%. При „ЕСП Златни Пясъци“ ООД дневната тарифа намалява с 23, 21%, а нощната с 16,65%, като средно-претегленото е 21,93.

Станислав Тодоров: Колеги, имате ли въпроси или коментари?

Александър Йорданов: Аз по-скоро не получих отговор на първия си въпрос. Имам ли какво да направим като регулаторен подход, така че да предотвратим това разпределителните дружества да купуват през заявките за крайните си снабдители технологичен разход?

Пламен Младеновски: Най-доброто, което можем да направим, като регулаторен подход са две неща. Първо, ако цената на обществения доставчик съвпада с пазарната цена, когато сме имали такива периоди не сме имали такова изкривяване.

Александър Йорданов: Очевидно не сме в такава ситуация.

Пламен Младеновски: Вторият подход е, когато имаме пълна либерализация на пазара.

Александър Йорданов: И в такава ситуация очевидно не сме.

Пламен Младеновски: И в такава не сме. Другият подход е проверки и съответно установяване на...

Александър Йорданов: Значи, ако в рамките на това ценово решение не можем да предприемем нищо, то тогава аз настоявам в рамките на ценовия период, който ще започне след 01 юли, съответно утвърдените, като относителен дял технологични разходи на електроразпределителните дружества да бъдат свалени до отчетените, тъй като логиката сочи, че ако те могат да постигат такива технологични разходи, съответно регулатора трябва да ги стимулира, за да постигат такива технологични разходи и дори да ги подобряват. Ако са ги постигнали вследствие на неверни отчетни данни и друго заобикаляне на правилата да бъдат така добри да ги постигнат и в

действителност.

Благой Голубарев: Аз искам да попитам, кое от дружествата е с най-намалени загуби, така да го кажа?

Пламен Младеновски: Това, което се наблюдава през последните месеци, с най-намалени загуби са „Електроразпределителни мрежи Запад“. За последните месеци те даже отчитат много малки загуби: 5,50. След това е Енерго-Про и то има значително по-нисък технологичен разход. ЕВН са в рамката, като по принцип винаги ЕВН са били с най-ниските загуби. Сега аз не твърдя, че когато едно дружество е било с най-ниски загуби, то би следвало да остане с такива, но исках да кажа, че те винаги са били най-напред в намаляването на загубите.

Александър Йорданов: Г-н Голубарев, аз тук ще допълня, защото колегата дава фрагментарно за последните месеци информация, но тя трябва да се отчете за целия ценови период и съответно трябва да се прецени спрямо утвърдените технологични разходи, защото в нашия случай на „Електроразпределение Север“ са утвърдени технологични разходи с 1% по-високи, отколкото на другите две разпределения, така че в занижения отчет, не спрямо утвърдените, очевидно, при всички положения, пак е най-голям при „Електроразпределение Север“.

Благой Голубарев: Да, това е логично. Другият ми въпрос е кога подлежат на корекция тези утвърдени технологични загуби?

Пламен Младеновски: По принцип процентът подлежи на корекция от началото на регулаторния период, но има и допълнителна хипотеза в закона, която казва, че по време на ценовия период, при извънредните решения е дадено право на регулатора преустановяване на по-нисък процент технологични разходи, за да може да ги коригира.

Александър Йорданов: За което всъщност аз настоявам, когато започне ценовият период - да се приложи.

Благой Голубарев: Точно това имах предвид и аз. След като те отчитат такива, да се намесим по този начин.

Станислав Тодоров: Може и така, да. Колеги, ако няма други коментари и въпроси към работната група, предлагам да подложим на гласуване така направения доклад. Преди това насрочвам открито заседание на 02.06.2022 г. от 10:40 часа. Срок за предоставяне на становища до 16:00 часа на същата дата: 02.06.2022 г. Насрочване на закрито заседание за приемане на проект на решение: 03.06.2022 г. от 14:00 часа. Насрочване на обществено обсъждане: за 07.06.2022 г. от 11:00 часа и насрочване на закрито заседание на 01.07.2022 г. Подлагам на гласуване така направения доклад. Има ли „против“? Няма. Докладът се приема единодушно.

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 ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклада относно утвърждаване на цени в сектор "Електроенергетика", считано от 01.07.2022 г.;
2. Насрочва открито заседание на 02.06.2022 г. от 10:40 ч., 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 02.06.2022 г.;
5. Насрочва закрито заседание за приемане на проект на решение на 03.06.2022 г. от 14.00 часа;
6. Насрочва обществено обсъждане на 07.06.2022 г. от 11:00 часа;
7. Насрочва закрито заседание за приемане на окончателно решение на 01.07.2022 г.

В заседанието по **точка трета** участват председателят Станислав Тодоров и членовете на Комисията Александър Йорданов, Благой Голубарев.

Решението е взето с **три гласа „за“** (Станислав Тодоров – за, Александър Йорданов - за, Благой Голубарев - за), от които **два гласа** (Александър Йорданов, Благой Голубарев) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.4. Комисията разглежда доклад с вх. № Е-Дк-1502 от 23.05.2022 г. относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, считано от 01.07.2022 г.

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-13-147-1 от 31.03.2022 г. за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт и е представило допълнителна информация с писмо с вх. № Е-13-147-1 от 19.05.2022 г.

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.

С оглед горното, за целите на изчисляване на цената по чл. 30, ал. 1, т. 15 от ЗЕ с писмо с вх. № Е-13-147-1 от 19.05.2022 г. дружеството е предоставило информация за отчетени количества пренесена електрическа енергия през мрежите на ДП НКЖИ за месеците март и април 2022 г.

I. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

С Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г. КЕВР е утвърдила на ДП НКЖИ продължителност от 3 (три) години на четвъртия регулаторен период, като за първия ценови период от четвъртия регулаторен период е утвърдила цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 0,12979 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи от 37 044 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 285 412 MWh.

Със заявление с вх. № Е-13-147-1 от 31.03.2022 г. ДП НКЖИ е предложило за втората ценова година от четвъртия регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия в размер на 0,13821 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 27 027 хил. лв.;

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 14 763 хил. лв., в т.ч. разходи за амортизации на безвъзмездно придобитите активи – 5 900 хил. лв.;

3. Прогнозна стойност на технологичните разходи по разпределение – 5 623 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) – 4 081 хил. лв.;
- балансова стойност на активи, придобити по безвъзмезден начин – 106 274

хил. лв.;

5. Норма на възвръщаемост на капитала – 1,14%;

6. Електрическа енергия, разпределена до потребителите на тягова енергия – 304 059 MWh.

II. Ценообразуващи елементи

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 необходимими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ.

Предмет на настоящото административно производство е утвърждаването на

необходими приходи и цена на ДП НКЖИ за втория ценови период 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), 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 покупка и продажба на електрическа енергия,- чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ. Необходимите годишни приходи се изменят и поради промени в цената на електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по разпределението, цената за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, както и цената за задължения към обществото при условията на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ.

След анализ на данните във връзка с корекциите на утвърдените през предходния ценови период необходими годишни приходи и цени на електроразпределителните дружества 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“;

- разходите за амортизации;

- разходите за балансиране;

- стойностите на елементите на РБА, освен стойността на необходимия оборотен капитал (НОК);

- среднопретеглената норма на възвръщаемост.

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.

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 3,3% за предходен период на основата на данни от НСИ относно индекса на потребителските цени за 2021 г.

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.

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

Съгласно чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ при регулиране на цените чрез метода „горна граница на приходите“ е извършена корекция в резултат на изпълнени и отчетени инвестиции, на основата на данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети.

Корекция с фактора Z

След анализ на отчетната и прогнозна информация, представена от ДП НКЖИ, на основание чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

Цени и необходими годишни приходи на ДП НКЖИ за втората година на четвъртия регулаторен период.

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. Нивата на технологичните разходи по разпределението са утвърдени с Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г. на КЕВР на 4,7% от общото количество електрическа енергия пренесена през разпределителните мрежи на железопътния транспорт. Прогнозните нива на технологичния разход се остойностяват по сумата от тази цена, 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-1501 от 23.05.2022 г. приет с решение по Протокол № от 27.05.2027 г., т. е изчислена прогнозна пазарна цена за операторите на електроразпределителни мрежи в размер на 446,78 лв./MWh, разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh, цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 0,67 лв./MWh, цена пренос през електропреносната мрежа в размер на 19,89 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 0,00 лв./MWh.

НОК е коригиран на 4 141 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 корекция в резултат на изпълнени и отчетени инвестиции, на основата на данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети в размер на (минус) 48 хил. лв.

		Отчет	План	План
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	7,153	17,750	17,749
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	1,247	9,750	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	6,805	6,805

5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $I = (2,5 * I1 + 1,5 * I2 + 0,5 * I3) / 3$	8,865
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

Приложена е корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) 2 634 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

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

където:

Путв. – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 37 041 хил. лв.;

Потч. – отчетени приходи в размер на 39 836 хил. лв. съгласно представената от ДП НКЖИ информация относно отчетени количества разпределена тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.04.2022 г., както и прогноза за месеците май и юни 2022 г.;

Епрог. – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 285 412 хил. kWh;

Еотч. – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 306 929 хил. kWh, съгласно представената от ДП НКЖИ информация относно отчетени количества разпределена тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2021 г. до 30.04.2022 г., както и прогноза за месеците май и юни 2022 г.;

$\text{ТР}_{\text{одоб.}}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 4,7%;

$\text{Ц}_{\text{тр.}}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране съгласно Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г. на КЕВР;

$\text{Ц}_{\text{тр.1}}$ – 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 202,07 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 01.07.2021 г. до 31.03.2022 г., намалена с получените компенсация по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Изчисленията са представени по долу:

ДП НКЖИ		
1	Количество електрическа енергия за техн. р-д, MWh	11 240
2	Разходи, хил. лв.	3 770
3	Постигната среднопретглена цена, лв./MWh	335.38
4	Получени компенсации, хил. лв.	1 660
5	Разходи след компенсации, хил. лв.	2 110
6	Постигната цена след компенсации, лв./MWh	187.68
7	Постигната цена изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, лв./MWh	181.12
8	$\Pi_{тр}^1$ (с прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране)	202.07

P_{t-2} – корекция за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Z_{t-1} , не се прилага за втори ценови период от регулаторния период.

ДП НКЖИ		
1	Експлоатационни и административни разходи	26 092
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	7 035
3	Разходи за амортизации	11 017
4	Регулаторна база на активите	50 855
4.1.	Призната балансова стойност на активите	37 523
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	9 191
4.3.	Необходим оборотен капитал	4 141
5	Норма на възвръщаемост на капитала	1.14%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	580
7	Корекция с инфлационен индекс (И)	861
8	Корекция с инвестиции	-48
9	Корекция с фактор Z	-1 880
10	Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)	43 657
11	Количество електрическа енергия за разпределение	304 059

В резултат на направените корекции на ценообразуващите елементи, цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за втората ценова година на четвъртия регулаторен период е в размер на 0,14358 лв./kWh, без ДДС, при необходимите годишни приходи – 43 657 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 304 059 MWh.

Изказвания по т.4.:

М. Трифонов: Уважаеми г-н Председател, уважаеми членове на КЕВР, за дружество Държавно предприятие „Железопътна инфраструктура“ това е втора ценова година, четвърти регулаторен период. При изчисляване на цената за тягова електрическа енергия е използвана утвърдената с предходния доклад прогнозна пазарна цена за операторите на електроразпределителни мрежи, както и разходите за достъп и пренос на „Електроенергийния системен оператор“ ЕАД.

Извършени са следните корекции: корекция с инфлация - аналогично на електроразпределителните дружества: 3,3%. Извършена е корекция в резултат на изпълнени отчетни инвестиции в размер на -48 000 лв. Приложена е корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от Наредба № 1 на необходимите годишни приходи на дружеството на стойност -1 880 000 лв. В резултат на направените корекции на ценообразуващите елементи, цената за разпределение на тягова електрическа енергия по

разпределителните мрежи на железопътния транспорт за втората ценова година на четвъртия регулаторен период е в размер на 0,14358 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи: 43 657 000 лв. и пренесена електрическа енергия: 304 059 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, на които да се осигури възможност и за дистанционно участие в заседанието;
3. Приетият доклад, датата и часът на откритото заседание да бъдат оповестени на интернет страницата на КЕВР.

Станислав Тодоров: Благодаря! Колеги, имате ли някакви въпроси към работната група? Няма. В такъв случай, насрочвам открито заседание на 02.06.2022 г. от 11:10 часа. Срок за предоставяне на становища: до 16:00 часа на 02.06.2022 г. Насрочване на закрито заседание за приемане на проект на решение: 03.06.2022 г. от 14:00 часа. Насрочване на обществено обсъждане за 07.06.2022 г. от 12:00 часа и насрочване на закрито заседание на 01.07.2022 г. С това подлагам на гласуване доклада. Има ли „против“? Няма. Единодушно се приема, с което изчерпваме дневния ред и закривам днешното закрито заседание.

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 ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклада относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, считано от 01.07.2022 г.;
2. Насрочва открито заседание на 02.06.2022 г. от 11:10 ч., 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 02.06.2022 г.;
5. Насрочва закрито заседание за приемане на проект на решение на 03.06.2022 г. от 14.00 часа;
6. Насрочва обществено обсъждане на 07.06.2022 г. от 12:00 часа;
7. Насрочва закрито заседание за приемане на окончателно решение на 01.07.2022 г.

В заседанието по **точка четвърта** участват председателят Станислав Тодоров и членовете на Комисията Александър Йорданов, Благой Голубарев.

Решението е взето с **три гласа „за“** (Станислав Тодоров – за, Александър

Йорданов - за, Благой Голубарев - за), от които два гласа (Александър Йорданов, Благой Голубарев) на членове 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 за разглеждане на проекта на решение по т. 2 на 06.06.2022 г. от 10:00 ч., на което да бъдат поканени за участие заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

5. Проектът на решение, датата и часът на провеждане на общественото обсъждане да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР;

6. Насрочва закрито заседание за приемане на окончателно решение за 01.07.2022 г.

По т.2. както следва:

1. Приема доклада 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“ от 01.07.2022 г.;

2. Насрочва открито заседание на 02.06.2022 г. от 10:00 ч., 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 02.06.2022 г.;

5. Насрочва закрито заседание за приемане на проект на решение на 03.06.2022 г. от 14.00 часа;

6. Насрочва обществено обсъждане на 07.06.2022 г. от 10:00 часа;

7. Насрочва закрито заседание за приемане на окончателно решение на 01.07.2022 г.

По т.3. както следва:

1. Приема доклада относно утвърждаване на цени в сектор "Електроенергетика", считано от 01.07.2022 г.;

2. Насрочва открито заседание на 02.06.2022 г. от 10:40 ч., 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 02.06.2022 г.;

5. Насрочва закрито заседание за приемане на проект на решение на 03.06.2022 г. от 14.00 часа;

6. Насрочва обществено обсъждане на 07.06.2022 г. от 11:00 часа;

7. Насрочва закрито заседание за приемане на окончателно решение на 01.07.2022 г.

По т.4. както следва:

1. Приема доклада относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, считано от 01.07.2022 г.;
2. Насрочва открито заседание на 02.06.2022 г. от 11:10 ч., 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 02.06.2022 г.;
5. Насрочва закрито заседание за приемане на проект на решение на 03.06.2022 г. от 14.00 часа;
6. Насрочва обществено обсъждане на 07.06.2022 г. от 12:00 часа;
7. Насрочва закрито заседание за приемане на окончателно решение на 01.07.2022 г.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-1499 от 23.05.2022 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, считано от 01.07.2022 г.;
2. Доклад с вх. № Е-Дк-1500 от 23.05.2022 г. - утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, считано от 01.07.2022 г.;
3. Доклад с вх. № Е-Дк-1501 от 23.05.2022 г. - утвърждаване на цени в сектор "Електроенергетика", считано от 01.07.2022 г.;
4. Доклад с вх. № Е-Дк-1502 от 23.05.2022 г. - утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, считано от 01.07.2022 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

.....
А. Йорданов

СТАНИСЛАВ ТОДОРОВ

.....
Б. Голубарев

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**РОСИЦА ТОТКОВА****Протоколирали:**

А. Фикова - главен експерт

И. Зашева - главен експерт