П Р О Т О К О Л

№ 97

София, 27.05.2021 година

Днес, 27.05.2021 г. от 10:02 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Георги Добрев, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

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

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

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-494 от 21.05.2021 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.

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

2. Доклад № Е-Дк-495 от 21.05.2021 г. относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“ от 01.07.2021 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Ивайло Александров, Юлиана Ангелова, Цветанка Камбурова, Георги Петров, Диана Николкова, Петя Петрова, Радослав Наков, Христина Петрова, Йовка Велчева и Надежда Иванова

3. Доклад с вх. № Е-Дк-496 от 21.05.2021 г. относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

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

4. Доклад с вх. № Е-Дк-497 от 21.05.2021 г. относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

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

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 1 MW-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 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: официални доклади на „Фраунхофер“ институт към 16.09.2020 г.[1] и от 14.05.2021 г.[2], (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, pv-magazine.com[3], pvxchange.com[4],и pv-financing.eu[5]).

---

[1] https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf

[2] https://www.ise.fraunhofer.de/

[3] https://www.pv-magazine.com/module-price-index/

[4] https://www.pvxchange.com/

Данните от доклади на „Фраунхофер“ институт, pvxchange.com, pv-magazine.com и pv-financing.eu, предлагат обобщен анализ на фотоволтаичните модули на европейския пазар през последните месеци, 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, става ясно, че цените на слънчевите панели са намалели значително през последните години, 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.

Видно от извършения анализ представен в доклада от 16.09.2020 г. на „Фраунхофер“ институт, по отношение на инвестиционните разходи и ревизирането им в двата мощностни диапазона за групата мощности от 10 kWp до 100 kWp е посочен размер от 1 050 евро/kWp.

Извършен е анализ на данни и от друг източник, а именно – pvxchange.com, от който е видно, че средната нетна цена на фотоволтаичните модули за периода март 2020 г. – март 2021 г. при използване на модул „Crystalline silicon“ с инсталирана мощност 1 kWp е намалена с 10,53% от 0,38 евро/Wp за месец март 2020 г. на 0,34 евро/Wp към месец март 2021 г.

В тази връзка при определяне на 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 се приема за обосновано от технико-икономическа гледна точка, нивото на инвестиционните разходи за двата мощностни диапазона да се преизчислят, като бъдат коригирани на база международния опит, както и придобития и изграден опит в страната при изграждането на подобен тип инсталации.

За определяне на средногодишната производителност на ФтЕЦ са взети предвид предоставените данни от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР), с отчетна информация за 2020 г. на средногодишна продължителност на работа на ФтЕЦ за Р България, 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.

Предвид изложеното, при използване на модул „Crystalline silicon” с инсталирана мощност 1 kWp, годишното производство средно за Р България възлиза на 1 423 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 и/или актуализиране на преференциалните цени за производство на електрическа енергия от ВИ, следва да се има предвид, чепреференциалните 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.

[5] http://www.pv-financing.eu/

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 за всички видове ВИ отразява всички инвестиционни 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 към 16.09.2020 г. и от 14.05.2021 г. по данни на Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (www.ise.fraunhofer.de), pvxchange.com, pv-financing.eu и pv-magazine.com за изграждане на нови електроцентрали, използващи възобновяеми източници в страните членки на ЕС, съгласно източниците на информация посочени в настоящия доклад, представляващи осреднени капиталови разходи в този период от време.

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 1 050 евро/kWp, с отразено намаление на цената на фотоволтаичните модули с 10,53% и при средни нетни пълни ефективни часове в размер на 1 380 часа на база предоставената информация от АУЕР.

В допълнение към горното и на база служебно известна информация от оферти за изграждане на подобен тип инсталации, по отношение на размера на инвестиционните разходи са извършени изчисления, при които е отчетен, както международния опит, така и придобития и изграден опит в страната. Същите са коригирани, като за групата ФтЕЦ до 5 kWp разходите 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 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. са, както следва:

- за групата ФтЕЦ с обща инсталирана мощност до 5 kWp в размер на 939 евро/kWp;
- за групата ФтЕЦ с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp в размер на 808 евро/kWp.

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 годишна инфлация от 2%.

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, среднопретеглената 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

Във връзка с определянето на средно годишната продължителност на работа на ФтЕЦ с писмо с изх. № Е-04-13-5 от 12.04.2021 г. е изискана информация от АУЕР, 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 за 2020 г. В тази връзка с писмо с вх. № Е-04-13-5 от 16.04.2021 г. АУЕР предоставя исканата информация като посочва средните нетни пълни ефективни часове след приспадане на собствените нужди, а именно:

Осреднено за Р България, средни нетни пълни ефективни часове 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.

Разходите за поддръжка в действащите цени на електрическата енергия, произведена от ФтЕЦ, включват разходи за ремонти, материали, разходи за опазване на околната среда и др., като за ФтЕЦ с инсталирана мощност до 5 kWp представляват в годишен план 3,5% от инвестиционните разходи, а за ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp представляват 3,00% от инвестиционните разходи за целия петнадесет годишен период на преференциални цени.

6. Полезен живот на активите и разходите за амортизации

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

В допълнение, разпоредбата на чл. 31, ал. 2, т. 1 от ЗЕВИ, предвижда договорите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия между крайните снабдители и производителите да бъдат сключвани за срок от 20 г. Съгласно чл. 31, ал. 3 от ЗЕВИ този срок започва да тече за обектите по чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ от датата на сключване на договор за изкупуване на електрическата енергия, като 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. Следователно, към настоящия момент срокът за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ФтЕЦ до 30 kWp, не може да бъде по-дълъг от 15 г. Предвид горното, при определянето на преференциалната цена за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ФтЕЦ до 30 kWp е определен 15-годишен амортизационен срок на активите, съответстващ на възприетия полезен живот на активите, който съответства и на остатъка от преференциалния такъв.

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

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

1. Инвестиционни разходи на kWp в размер на:

– с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 1 837 лв./kWp;

– с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 1 580 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 – 49,98 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 – 36,84 лв./MWh;

3. Полезен живот на активите – 15 години;

4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;

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

6. Среднопретеглена норма на възвръщаемост – 7%.

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

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
ФтЕЦ с инсталирана мощност до 5 kWp, монтирани на покриви и фасади		
Цена, в т.ч.	**193,33**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	49,68	25,70%
за разходи за амортизации	92,94	48,07%
за възвръщаемост	50,71	26,23%
ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади		
Цена, в т.ч.	**160,11**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	36,62	22,88%
за разходи за амортизации	79,93	49,92%
за възвръщаемост	43,56	27,20%

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 13.04.2021 г. е изискана информация от Националния статистически институт (НСИ), относно процента на тяхното изменение през 2020 г., спрямо предходната календарна година. Информацията е получена с писмо с вх. № Е-04-24-2 от 21.04.2021 г. с посочени процентите на изменение, както следва:

– Процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата за 2020 г. спрямо предходната календарна година въз основа на данните за изменението на средната работна заплата за 2020 г. от 9,4% е в размер на 16 642 лв., спрямо 15 209 лв. за 2019 г.

– Процентът на изменение на разходите за горива за транспорта за 2020 г. спрямо предходната година въз основа на средната пазарна цена е 88,89% т.е. средногодишната инфлация е -11,11%.

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 13.04.2021 г. от министъра на земеделието, храните и горите 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 27.04.2021 г., от което е видно, че средният индекс за изменението на средната цена на дървесината за технологична преработка и дървата за горене за периода 01.04.2020 г. - 31.03.2021 г. спрямо периода 01.04.2019 г. - 31.03.2020 г. е 96,4 на сто, т.е.- 3,6%.

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:

– 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 16,69%;

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

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 11,59 лв./MWh, или 3,94%;

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

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 122,23 лв./MWh, или 41,57%;

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 15,18 лв./MWh, или 5,16%.

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 -1,37%, получен при следната формула:

-1,37%=39,16%*(-3,6%)+3,71%*(-11,11%)+4,86%*9,4%.

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)**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**294,01**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	198,08	67,37%

за разходи за амортизации	54,33	18,48%
за възвръщаемост	41,60	14,15%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНИ С РЕШЕНИЕ № Ц-24 ОТ 30.06.2015 г.

I. Актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW и над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони – Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 3 и т. 4:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:
- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 69,85 лв./MWh, или 14,04%;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 66,76 лв./MWh, или 14,57%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:
- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 65,08 лв./MWh, или 13,08%;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 39,79 лв./MWh, или 8,69%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 25,91 лв./MWh, или 5,21%;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 30,59 лв./MWh, или 6,68%.

1.4.Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 187,71 лв./MWh, или 37,74%;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 221,59 лв./MWh, или 48,37%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW е 0,61%, получен при следната формула: **0,61%=23,82%*0,00%+4,88%*(-11,11%)+12,24%*9,4%.**

- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW е 0,07%, получен при следната формула: **0,07%=31,08%*0,00%+6,36%*(-11,11%)+8,27%*9,4%.**

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.	**497,40**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	348,55	70,08%
за разходи за амортизации	84,12	16,91%
за възвръщаемост	64,72	13,01%

ЕЦ от 500 до 1500 kW		
Цена, в т.ч.	**458,10**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	358,73	78,31%
за разходи за амортизации	56,08	12,24%
за възвръщаемост	43,29	9,45%

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 18,31%.

1.2.Разходи за работни заплати, в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 71,37 лв./MWh, или 17,44%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 13,59 лв./MWh, или 3,32%.

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

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 89,65 лв./MWh, или 21,91%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

-За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW е 1,17%, получен при следната формула: **1,17%=0,00%*0,00%+3,05*(-11,11%)+16,01%*9,4%.**

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.	**409,24**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	249,55	60,98%
за разходи за амортизации	90,25	22,05%
за възвръщаемост	69,45	16,97%

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 28,78%.

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 – 15,95 лв./MWh, или 4,56%.

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 – 6,72 лв./MWh, или 1,92%.

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 – 49,35 лв./MWh, или 14,10%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е –0,12%, получен при следната формула:

-0,12%=8,66%*(-3,6%)+1,73%*(-11,11%)+4,10%*9,4%.

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)**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**349,87**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	172,70	49,36%
за разходи за амортизации	100,35	28,68%
за възвръщаемост	76,82	21,96%

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 20,27%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 15,08 лв./MWh, или 3,87%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 7,36 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 – 164,35 лв./MWh, или 42,20%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

- За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW е 0,15%, получен при следната формула: **0,15%=15,65%*0,00%+1,79%*(-11,11%)+3,68%*9,4%.**

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)**	**%**
централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW		
Цена, в т.ч.	**389,44**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	265,73	68,23%
за разходи за амортизации	67,60	17,36%
за възвръщаемост	56,11	14,41%

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 20,52%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 40,09 лв./MWh, или 8,83%.

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 – 7,26 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 – 162,18 лв./MWh, или 35,72%.

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 0,63%, получен при следната формула: **0,63%=13,44%*0,00%+1,54%*(-11,11%)+8,50%*9,4%.**

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)**	**%**
централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**454,06**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	302,70	66,66%
за разходи за амортизации	82,62	18,20%
за възвръщаемост	68,74	15,14%

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 27,45%.

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 – 49,15 лв./MWh, или 13,98%.

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 – 6,69 лв./MWh, или 1,90%.

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 – 15,89 лв./MWh, или 4,52%.

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 –0,12%, получен при следната формула:

-0,12%=8,82%*(-3,6%)+1,76%*(-11,11%)+4,17%*9,4%.

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)	%
централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**351,65**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	168,25	47,85%
за разходи за амортизации	100,35	28,53%
за възвръщаемост	83,05	23,62%

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

I. АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ ЕЛЕКТРИЧЕСКИ ЦЕНТРАЛИ С ИНСТАЛИРАНА МОЩНОСТ ДО 5 MW И НАД 5 MW ОТ БИОМАСА, ПОЛУЧЕНА ОТ ДЪРВЕСНИ ОСТАТЪЦИ, БИОМАСА, ПРОЧИСТВАНЕ НА ГОРИ, ГОРСКО ПОДРЯЗВАНЕ И ДРУГИ ДЪРВЕСНИ ОТПАДЪЦИ – РЕШЕНИЕ № Ц-19 ОТ 28.06.2013 Г. НА КЕВР, В ЧАСТТА ПО Т. 27, Т. 28 И Т. 29:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

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

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 44,00 лв./MWh, или 21,30%;

– 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 15,98%;

– 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 29,66%.

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 – 7,03 лв./MWh, или 3,41%;

– 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 – 11,56 лв./MWh, или 3,92%;

– 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 – 6,24 лв./MWh, или 4,51%.

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 – 44,94 лв./MWh, или 21,76%;

– 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 – 121,88 лв./MWh, или 41,31%.

– 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 – 17,85 лв./MWh, или 8,64%;

– 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 – 15,14 лв./MWh, или 5,13%;

– 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 – 4,71 лв./MWh, или 3,41%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– 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 –0,34%, получен при следната формула:

-0,34%=20,95%*(-3,6%)+3,28%*(-11,11%)+8,32%*9,4%.

– 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 е –1,41%, получен при следната формула:

-1,41%=40,32%*(-3,6%)+3,82%*(-11,11%)+5,01%*9,4%.

- 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 –0,17%, получен при следната формула:

-0,17%=0,00%*(-3,6%)+4,17%*(-11,11%)+3,15%*9,4%.

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.	**206,54**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	113,82	55,11%
за разходи за амортизации	50,71	24,55%
за възвръщаемост	42,01	20,34%
ЕЦ до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**295,02**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	195,71	66,34%
за разходи за амортизации	54,33	18,41%
за възвръщаемост	44,98	15,25%
ЕЦ над 5 MW		
Цена, в т.ч.	**138,29**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	51,96	37,58%
за разходи за амортизации	47,27	34,18%
за възвръщаемост	39,06	28,24%

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 20,22%.

1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7,35 лв./MWh, или 1,59%.

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

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 164,10 лв./MWh, или 35,61%.

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 – 44,82 лв./MWh, или 9,73%.

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 0,71%, получен при следната формула: **0,71%=13,42%*0,00%+1,54%*(-11,11%)+9,38%*9,4%.**

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.	**460,84**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	309,44	67,15%
за разходи за амортизации	82,62	17,93%
за възвръщаемост	68,78	14,92%

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 14,70%.

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 – 6,15 лв./MWh, или 1,32%.

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 – 137,25 лв./MWh, или 29,58%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 65,51 лв./MWh, или 14,12%.

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 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия е 1,13%, получен при следната формула: **1,13%=11,08%*0,00%+1,27%*(-11,11%)+13,54%*9,4%.**

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 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия		
Цена, в т.ч.	**463,98**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	277,12	59,73%
за разходи за амортизации	102,15	22,01%
за възвръщаемост	84,71	18,26%

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 24,71%.

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

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 87,93 лв./MWh, или 22,51%.

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 – 6,74 лв./MWh, или 1,72%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 16,00 лв./MWh, или 4,10%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е –0,45%, получен при следната формула:

-0,45%=17,62%*(-3,6%)+1,64%*(-11,11%)+3,90%*9,4%.

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)	%
централи с инсталирана мощност до 5* MW*, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**390,58**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	207,18	53,05%
за разходи за амортизации	100,35	25,69%
за възвръщаемост	83,05	21,26%

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 31,13%.

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

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 42,14 лв./MWh, или 11,69%.

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 – 6,60 лв./MWh, или 1,83%.

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 – 15,94 лв./MWh, или 4,42%.

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 с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е –0,20%, получен при следната формула:

-0,20%=10,98%*(-3,6%)+1,72%*(-11,11%)+4,15%*9,4%.

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)	%
централи с инсталирана мощност до 5* MW*, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**360,42**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	176,89	49,08%

за разходи за амортизации	100,34	27,84%
за възвръщаемост	83,19	23,08%

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 29,85%.

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 – 6,25 лв./MWh, или 4,18%.

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 – 4,72 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 с инсталирана мощност над 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е –0,16%, получен при следната формула:

-0,16%=0,00%*(-3,6%)+3,95%*(-11,11%)+2,98%*9,4%.

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)**	**%**
***централи с инсталирана мощност над 5* MW**		
Цена, в т.ч.	**149,53**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	55,60	37,18%
за разходи за амортизации	51,43	34,40%
за възвръщаемост	42,50	28,42%

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 18,47%;

– 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 13,45%;

– 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 29,86%.

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 – 9,53 лв./MWh, или 4,03%;

– 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 – 11,54 лв./MWh, или 3,83%;

– 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 – 6,23 лв./MWh, или 4,17%.

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 – 60,87 лв./MWh, или 25,75%;

– 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 – 121,69 лв./MWh, или 40,44%;

– 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 – 17,64 лв./MWh, или 7,46%;

– 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 – 15,11 лв./MWh, или 5,02%;

– 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 – 4,70 лв./MWh, или 3,15%.

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 –0,65%, получен при следната формула:

-0,65%=24,87%*(-3,6%)+3,89%*(-11,11%)+7,21%*9,4%.

– 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 е –1,38%, получен при следната формула:

-1,38%=39,57%*(-3,6%)+3,75%*(-11,11%)+4,92%*9,4%.

– 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 над 5 MW е –0,16%, получен при следната формула: **-0,16%=0,00%*(-3,6%)+3,94%*(-11,11%)+2,97%*9,4%.**

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.	**236,43**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	131,71	55,71%
за разходи за амортизации	50,71	21,45%
за възвръщаемост	54,01	22,84%
ЕЦ до 5* MW, *с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**300,91**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	188,83	62,75%
за разходи за амортизации	54,33	18,06%
за възвръщаемост	57,75	19,19%
ЕЦ над 5 MW		
Цена, в т.ч.	**149,49**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	55,56	37,17%
за разходи за амортизации	51,43	34,40%
за възвръщаемост	42,50	28,43%

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 25,18%.

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 – 7,33 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 – 164,78 лв./MWh, или 37,52%.

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 – 40,44 лв./MWh, или 9,21%.

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 0,67%, получен при следната формула: **0,67%=14,57%*0,00%+1,64%*(-11,11%)+9,05%*9,4%.**

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.	**439,16**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	323,13	73,58%
за разходи за амортизации	55,73	12,69%
за възвръщаемост	60,30	13,73%

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 30,84%.

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

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 41,92 лв./MWh, или 10,67%.

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 – 6,56 лв./MWh, или 1,67%.

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 – 15,86 лв./MWh, или 4,04%.

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 –0,18%, получен при следната формула:

-0,18%=10,15%*(-3,6%)+1,59%*(-11,11%)+3,84%*9,4%.

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)	%
централи с инсталирана мощност до 5* MW*, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**392,90**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	185,50	47,21%
за разходи за амортизации	100,34	25,54%
за възвръщаемост	107,06	27,25%

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 17,26%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 39,58 лв./MWh, или 11,24%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 23,48 лв./MWh, или 6,67%.

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

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 141,77 лв./MWh, или 40,27%.

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 0,30%, получен при следната формула: **0,30%=21,87%*0,00%+6,28%*(-11,11%)+10,58%*9,4%.**

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)	%
централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW		
Цена, в т.ч.	**352,02**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	265,60	75,45%
за разходи за амортизации	50,00	14,20%
за възвръщаемост	36,42	10,35%

II. ПРОГНОЗНА ПАЗАРНА ЦЕНА ЗА ПЕРИОДА 01.07.2021 г. – 30.06.2022 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. 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.

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 в горните случаи. Съгласно чл. 37а от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, Наредбата) Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

Към настоящия момент не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. На 31.03.2021 г. на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД е проведен един търг за 20 MW, с период на доставка съвпадащ с първата половина на следващия регулаторен период, на който е постигната цена от 111,50 лв./MWh.

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

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на EEX[6] (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 HUDEX[7].

Фючърсите за българския пазар[8] за трето тримесечие на 2021 г. (Q3 2021) са на нива от 68,51 €/MWh (133,99 лв./MWh), за четвърто тримесечие на 2021 г. (Q4 2021) са на нива от 70,30 €/MWh (137,49 лв./MWh) или за второто полугодие на 2021 г. (H2 2021) цената следва да е около 69,41 €/MWh (135,74 лв./MWh). За първо тримесечие на 2022 г. (Q1 2022)

[6] http://www.eex.com

[7] https://hudex.hu

[8] Данните са актуални към края на месец април 2021 г.

и второ тримесечие на 2022 г. (Q2 2022), т.е. за първото полугодие на 2022 г. (H1 2022) липсват сделки.

Фючърсите за румънския пазар[3] за Q3 2021 са на нива от 68,96 €/MWh (134,87 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,05 €/MWh (138,96 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,01 €/MWh (136,92 лв./MWh). За първо тримесечие на 2022 г. (Q1 2022) и второ тримесечие на 2022 г. (Q2 2022), т.е. за първото полугодие на 2022 г. (H1 2022) липсват сделки.

Фючърсите за унгарския пазар[3] на EEX за Q3 2021 са на нива от 69,11 €/MWh (135,17 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,30 €/MWh (139,45 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,21 €/MWh (137,31 лв./MWh), за Q1 2022 – 72,06 €/MWh (140,94 лв./MWh), за Q2 2022 – 55,71 €/MWh (108,96 лв./MWh) или за H1 2022 – в размер на 67,05 €/MWh (131,13 лв./MWh).

Фючърсите за същия пазар на HUDEX[3] за Q3 2021 са на нива от 69,26 €/MWh (135,46 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,54 €/MWh (139,92 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,40 €/MWh (137,69 лв./MWh), за Q1 2022 – 71,55 €/MWh (139,94 лв./MWh), за Q2 2022 – 58,67 €/MWh (114,75 лв./MWh) или за H1 2022 – в размер на 65,11 €/MWh (127,34 лв./MWh).

Видно от горните данни, постигнатите цени за отделните тримесечия са изключително близки и съпоставими, като средните цени за второ полугодие на 2021 г. и първо полугодие на 2022 г. са на нива около 65-67 €/MWh. Анализ на постигнатите цени от началото на 2021 г. на регионалните пазари показва, че на платформата „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД средната цена е в диапазона от около 2-3 €/MWh по-ниска от тази на унгарския пазар, т.е. следва да е на нива около 63-64 €/MWh.

Основните движещи фактори за покачването на цените на европейските, съответно регионалните борси, са икономическото възстановяване на Европейския съюз след пандемията от COVID-19, обуславящо ръста на финансовите пазари и покачването на цените на емисиите CO_2. Съвкупното влияние на тези два фактора се прехвърля освен върху спотовите пазари и върху останалите сегменти, тъй като пазарите са свързани. 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. Европейската система за търговия с емисии (ETS) е инструмент, създаден за стимулиране на декарбонизацията на икономиката, което предполага, че цените следва да са достатъчно високи, за да компенсират преминаването от въглища към зелена икономика. Това е предпоставка ръстът на цените на емисиите CO_2 да продължи, тъй като според повечето анализатори за постигане на целта от 55% намаление на емисиите от ЕС, цените на квотите следва да се повишат до 80 €/тон. Следва, обаче, да се отчете и спекулативният елемент в резкия ръст на ETS пазара. Все по-голям дял в търговията с въглеродни емисии придобиват финансови дружества, в т.ч. и водещи инвестиционни банки, като Goldman Sachs и Morgan Stanley, както и големи хедж фондове. През последната година делът на инвестиционните фондове, притежаващи фючърси, е нараснал почти два пъти, което тясно корелира с последните промени в цените. Инвеститорите диверсифицират портфейлите си с ETS фючърси предвид политическата подкрепа към този инструмент и възможностите на Европейската комисия (ЕК) за намеса на този пазар чрез ограничаване на предлагането. Следва да се отчете обаче и фактът, че европейската търговия с емисии е политически проект, от който инвеститорите сравнително бързо могат да пренасочат инвестициите си при бичи растеж на капиталовите пазари. В тази връзка може да се направи извод, че пазарите са отчели в цените на фючърсите горните фактори, но отчитайки спекулативния елемент през последната година и прилагайки консервативен подход, прогнозната пазарна цена за следващия регулаторен период следва да се редуцира с допълнителни 3-4 €/MWh до около 60 - 61 €/MWh или 119 лв./MWh.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. е определена в размер на 119,00 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 с писмо с вх. № Е-13-41-30 от 16.04.2021 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2020 г. – 31.12.2020 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 2020 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 2020 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2020 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 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:

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

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджектс“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Енери Солар БГ 1“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово), „РЕС Технолъджи“ АД (ФЕЦ Златарица), „Дъбово Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Дъбово), „Компания за енергетика и развитие“ ООД (ФЕЦ Добрич), „Екоенерджи Солар“ ЕООД (ФЕЦ Екоенерджи Солар), „Е.В.Т. – Електра Волт Трейд“ АД (ФЕЦ Е.В.Т. – Електра Волт Трейд), „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД (ФЕЦ PV-централа 1), „Би Си Ай Казанлък 2“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 8“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 9“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 10“ ЕООД и „Уинд Форс БГ“ ЕООД (ФЕЦ Чобанка), „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	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	72,01 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (р.2/р.1)	0,93723
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**111,53 лв./MWh**

2. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия:

Извършена е симулация на участието на „Еолика България“ ЕАД (ВяЕЦ Суворово), „Ей И Ес Гео Енерджи“ ООД (ВяЕЦ Свети Никола), „Калиакра Уинд Пауър“ АД (ВяЕЦ Калиакра), „Хаос Инвест – 1“ ЕАД (ВяЕЦ Вранино), „Ветроком“ ЕООД (ВяЕЦ Ветроком) и „ЕВН-Каварна“ ЕООД (ВяЕЦ Каварна) чрез общ график, който представлява сумираните

почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	74,10 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (р.2/р.1)	0,96439
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**114,76 лв./MWh**

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

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

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	74,25 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (р.2/р.1)	0,96630
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**114,99 лв./MWh**

4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:

Извършена е симулация на участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	77,10 лв./MWh
3	Групов коефициент Kb (р.2/р.1)	1,00337
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**119,40 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 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. е определена в размер, както следва:

1. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 111,53 лв./MWh;

2. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 114,76 лв./MWh;

3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 114,99 лв./MWh;

4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 119,40 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 01.07.2021 г. – 30.06.2022 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	98,10
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	63,69
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	56,19
1.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	253,48	138,49
1.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,48	-2,51
1.6.	ВтЕЦ работещи до 2250 часа	188,29	73,53
1.7.	ВтЕЦ работещи над 2250 часа	172,95	58,19
1.8.	ВтЕЦ работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	148,58	33,82
1.9.	ЕЦ с фотоволтаични модули над 5 kWp	699,11	587,58
1.10.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW	252,73	133,33
1.11.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW, с комбиниран цикъл	288,04	168,64
1.12.	ЕЦ работещи с отпадъци от земеделски култури до 5 MW	167,53	48,13
1.13.	ЕЦ работеща с енергийни култури до 5MW	186,49	67,09
1.14.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	398,00	278,60
1.15.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	302,73	183,33
1.16.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	255,98	136,58
1.17.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	246,05	126,65
1.18.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	136,85	17,45

1.19.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	120,60	1,20
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	99,20
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	107,84
2.2.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kWдо 10 000 kW	186,87	71,88
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	64,05
2.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	265,05	150,06
2.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,10	-2,89
2.6.	Вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа	191,00	76,24
2.7.	Вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа	173,06	58,30
2.8.	Вятърни електрически централи работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	137,06	22,30
2.9.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади	583,77	472,24
2.10.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp	485,60	374,07
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	236,43	117,03
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	300,91	181,51
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	149,49	30,09
2.14.	Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW	207,67	88,27
2.15.	Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW	196,85	77,45

2.16.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	439,16	319,76
2.17.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	358,08	238,68
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	249,94
2.19.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	253,03	133,63
2.20.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	243,86	124,46
2.21.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	132,05	12,65
2.22.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	119,27	-0,13
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	278,55
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	392,90	273,50
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	268,64
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	306,55
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	78,36
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	47,70
4.3.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kWдо 10 000 kW	156,01	41,02
4.4.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,33	114,34
4.5.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	-16,84

4.6.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	104,43	-10,33
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	204,58
4.8.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	237,05	125,52
4.9.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	236,26	124,73
4.10.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	234,09	114,69
4.11.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	226,14	106,74
4.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	120,15	0,75
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	-9,57
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	157,14
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	176,32
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	149,53	30,13
4.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури	197,32	77,92
4.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури	187,55	68,15
4.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	479,49	360,09
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	340,79

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	290,69
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	354,16
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	252,40
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	360,42	241,02
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	242,47
4.26.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомасса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл	394,55	275,15
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	94,81
5.2.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	171,37	59,84
5.3.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	169,85	58,32
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	78,39
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	127,31
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	47,72
6.4.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	156,04	41,05
6.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,35	114,36
6.6.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	-16,84

6.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	151,39	36,63
6.8.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	105,16	-9,60
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	85,05
6.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	176,29	64,76
6.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	160,20	48,67
6.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	94,50
6.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	86,92
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	-14,25
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	-30,24
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	206,54	87,14
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	295,02	175,62
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	138,29	18,89
6.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	57,56
6.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	45,08
6.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	463,98	344,58

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**	**314,73**
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**	**268,13**
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**	**460,84**	**341,44**
6.25.	**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**	**349,32**	**229,92**
6.26.	**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, с комбинирано производство**	**390,58**	**271,18**
6.27.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 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**	**337,44**	**218,04**
6.28.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получено от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство**	**373,76**	**254,36**
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**	**74,32**
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**	**121,93**
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**	**44,15**
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**	**37,37**
7.5.	**Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW**	**224,37**	**109,38**

7.6.	Микро ВЕЦ с помпи	93,69	-21,30
7.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	116,98	2,22
7.8.	ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW	95,55	-19,21
7.9.	ВтЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	83,16	-31,60
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	33,15
7.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	134,03	22,50
7.12.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	131,36	19,83
7.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	94,50
7.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	86,92
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	-14,25
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	-30,24
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	131,42
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	159,08
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	103,40
7.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	57,56
7.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	45,08

7.22.	**Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции**	**453,12**	**333,72**
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**	**314,73**
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**	**389,44**	**270,04**
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**	**454,06**	**334,66**
7.26.	**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**	**230,82**
7.27.	**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, с комбинирано производство**	**351,65**	**232,25**
7.28.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 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**	**338,34**	**218,94**
7.29.	**Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получено от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство**	**374,66**	**255,26**
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**	**270,20**
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**	**60,14**

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	191,29
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	349,87	230,47
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	177,49
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	215,32
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.	497,40	378,00
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.	458,10	338,70
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.	409,24	289,84

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**	**257,38**
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.**	**352,02**	**232,62**
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**	**229,66**
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**	**294,01**	**174,61**
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**	**17,95**
13.	**Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на КЕВР**		
13.1.	**Премията във връзка с предоставянето на преференциална цена за групата на вятърните електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW, следва да бъде определена след произнасянето на КЕВР във връзка с отмененото Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г.**		
14.	**Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-35 от 13.08.2020 г. на КЕВР**		
14.1.	**Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи до 2 250 часа**	**148,71**	**33,95**
15.	**Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-12 от 26.03.2021 г. на КЕВР**		
15.1.	**За обособената група руслови, подязовирни, деривационни, с горен или долен изравнител водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW.**	**112,48**	**-2,51**

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 05.2021 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 метраи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																					
	222,83		216,55	101,56	203,98	88,99	191,41	76,42	178,84	63,85	166,27	51,28	153,71	38,72	141,14	26,15	128,57	13,58	116,00	1,01	103,43	-11,56
16.2.	*Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метраи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																					
	186,87		181,71	66,72	171,39	56,40	161,08	46,09	150,76	35,77	140,44	25,45	130,12	15,13	119,80	4,81	109,49	-5,50	99,17	-15,82	88,85	-26,14
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	59,14	164,30	49,31	154,47	39,48	144,64	29,65	134,81	19,82	124,98	9,99	115,15	0,16	105,32	-9,67	95,49	-19,50	85,66	-29,33
16.4.	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW*																					
	265,05		257,45	142,46	242,24	127,25	227,03	112,04	211,82	96,83	196,61	81,62	181,40	66,41	166,19	51,20	150,98	35,99	135,77	20,78	120,56	5,57
16.5.	*Микро ВЕЦ с помпи*																					
	112,10		109,12	-5,87	103,15	-11,84	97,19	-17,80	91,22	-23,77	85,26	-29,73	79,29	-35,70	73,33	-41,66	67,36	-47,63	61,40	-53,59	55,43	-59,56
16.6.	*Вятърни електрически централи до 2 250 часа*																					
	191,00		187,18	72,42	179,54	64,78	171,91	57,15	164,27	49,51	156,63	41,87	148,99	34,23	141,35	26,59	133,72	18,96	126,08	11,32	118,44	3,68
16.7.	*Вятърни електрически централи над 2 250 часа*																					
	173,06		169,65	54,89	162,84	48,08	156,03	41,27	149,22	34,46	142,41	27,65	135,60	20,84	128,79	14,03	121,98	7,22	115,17	0,41	108,36	-6,40
16.8.	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																					
	137,06		134,99	20,23	130,86	16,10	126,73	11,97	122,60	7,84	118,47	3,71	114,34	-0,42	110,21	-4,55	106,08	-8,68	101,95	-12,81	97,82	-16,94
16.9.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади*																					
	583,77		569,27	457,74	540,27	428,74	511,28	399,75	482,28	370,75	453,28	341,75	424,29	312,76	395,29	283,76	366,29	254,76	337,30	225,77	308,30	196,77
16.10.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp*																					
	485,60		473,67	362,14	449,82	338,29	425,97	314,44	402,11	290,58	378,26	266,73	354,41	242,88	330,56	219,03	306,70	195,17	282,85	171,32	259,00	147,47
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	236,43	221,90	102,50	207,41	88,01	192,97	73,57	178,61	59,21	164,33	44,93	150,18	30,78	136,18	16,78	122,42	3,02	109,98	-9,42	102,44	-16,96
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	300,91	286,05	166,65	271,24	151,84	256,49	137,09	241,81	122,41	227,20	107,80	212,70	93,30	198,33	78,93	184,12	64,72	170,12	50,72	163,23	43,83

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2021 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 почистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																					
	227,20	149,49	135,64	16,24	121,80	2,40	107,95	-11,45	94,11	-25,29	80,28	-39,12	66,45	-52,95	52,63	-66,77	38,84	-80,56	25,11	-94,29	18,34	-101,06
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	439,16	417,04	297,64	394,99	275,59	373,00	253,60	351,10	231,70	329,31	209,91	307,66	188,26	286,17	166,77	264,88	145,48	243,88	124,48	233,50	114,10
16.15.	*Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																					
	253,03		249,34	129,94	241,96	122,56	234,58	115,18	227,20	107,80	219,82	100,42	212,43	93,03	205,05	85,65	197,67	78,27	190,29	70,89	182,91	63,51
16.16.	*Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																					
	243,86		240,40	121,00	233,50	114,10	226,60	107,20	219,69	100,29	212,79	93,39	205,89	86,49	198,99	79,59	192,08	72,68	185,18	119,40	178,28	58,88
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	10,33	125,10	5,70	120,47	1,07	115,84	-3,56	111,21	-8,19	106,57	-12,83	101,94	-17,46	97,31	-22,09	92,68	-26,72	88,05	-31,35
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	-1,95	113,81	-5,59	110,17	-9,23	106,53	-12,87	102,89	-16,51	99,24	-20,16	95,60	-23,80	91,96	-27,44	88,32	-31,08	84,68	-34,72
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	392,90	360,19	240,79	327,50	208,10	294,85	175,45	262,25	142,85	229,72	110,32	197,30	77,90	165,06	45,66	133,15	13,75	101,92	-17,48	86,84	-32,56

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	85,23	201,59	82,19	198,55	79,15	195,51	76,11	192,47	73,07	189,42	70,02	186,38	66,98	183,34	63,94
16.2.	*Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW*																	
	185,99	196,85	193,82	74,42	190,79	71,39	187,76	68,36	184,73	65,33	181,71	62,31	178,68	59,28	175,65	56,25	172,62	53,22
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	232,90	346,51	227,11	340,73	221,33	334,94	215,54	329,16	209,76	323,37	203,97	317,59	198,19	311,80	192,40
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	243,45	356,37	236,97	349,88	230,48	343,39	223,99	336,91	217,51	330,42	211,02	323,93	204,53	317,44	198,04
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	268,07	376,99	257,59	366,51	247,11	356,03	236,63	345,56	226,16	335,08	215,68	324,60	205,20	314,12	194,72
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	258,33	367,43	248,03	357,12	237,72	346,82	227,42	336,51	217,11	326,20	206,80	315,90	196,50	305,59	186,19
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	294,22	401,29	281,89	388,96	269,56	376,63	257,23	364,30	244,90	351,96	232,56	339,63	220,23	327,30	207,90

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 05.2021 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 пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	193,35		188,55	73,56	178,94	63,95	169,34	54,35	159,73	44,74	150,12	35,13	140,52	25,53	130,91	15,92	121,31	6,32	111,70	-3,29
17.2.	*Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	162,69		158,75	43,76	150,86	35,87	142,98	27,99	135,09	20,10	127,20	12,21	119,32	4,33	111,43	-3,56	103,55	-11,44	95,66	-19,33
17.3.	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																			
	156,01		152,25	37,26	144,74	29,75	137,23	22,24	129,72	14,73	122,21	7,22	114,69	-0,30	107,18	-7,81	99,67	-15,32	92,16	-22,83
17.4.	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW*																			
	229,33		223,52	108,53	211,90	96,91	200,27	85,28	188,65	73,66	177,03	62,04	165,40	50,41	153,78	38,79	142,16	27,17	130,53	15,54
17.5.	*Микро ВЕЦ с помпи*																			
	98,15		95,87	-19,12	91,31	-23,68	86,75	-28,24	82,19	-32,80	77,63	-37,36	73,08	-41,91	68,52	-46,47	63,96	-51,03	59,40	-55,59
17.6.	*Вятърни електрически централи до 2 250 часа*																			
	148,71		146,29	31,53	141,43	26,67	136,57	21,81	131,71	16,95	126,85	12,09	121,99	7,23	117,13	2,37	112,27	-2,49	107,41	-7,35
17.7.	*Вятърни електрически централи над 2 250 часа*																			
	132,71		130,60	15,84	126,37	11,61	122,14	7,38	117,92	3,16	113,69	-1,07	109,46	-5,30	105,23	-9,53	101,00	-13,76	96,78	-17,98
17.8.	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																			
	104,43		103,22	-11,54	100,80	-13,96	98,38	-16,38	95,96	-18,80	93,54	-21,22	91,12	-23,64	88,70	-26,06	86,28	-28,48	83,86	-30,90
17.9.	*ФЕЦ с обща инсталирана мощност над 200 до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии*																			
	316,11		309,70	198,17	296,87	185,34	284,03	172,50	271,20	159,67	258,37	146,84	245,54	134,01	232,71	121,18	219,87	108,34	207,04	95,51
17.10.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp*																			
	237,05		232,42	120,89	223,14	111,61	213,87	102,34	204,59	93,06	195,32	83,79	186,04	74,51	176,77	65,24	167,49	55,96	158,22	46,69
17.11.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp*																			
	236,26		231,65	120,12	222,41	110,88	213,17	101,64	203,93	92,40	194,69	83,16	185,45	73,92	176,21	64,68	166,97	55,44	157,73	46,20
17.12.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																			
	234,09		231,35	119,40	225,86	106,46	220,37	100,97	214,89	95,49	209,40	90,00	203,91	84,51	198,42	79,02	192,94	73,54	187,45	68,05
17.13.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци*																			
	226,14		223,57	104,17	218,44	99,04	213,31	93,91	208,18	88,78	203,05	83,65	197,91	78,51	192,78	73,38	187,65	68,25	182,52	63,12
17.14.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																			
	120,15		118,43	-0,97	114,99	-4,41	111,54	-7,86	108,10	-11,30	104,66	-14,74	101,21	-18,19	97,77	-21,63	94,33	-25,07	90,88	-28,52
17.15.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци*																			
	109,83		108,48	-10,92	105,78	-13,62	103,09	-16,31	100,39	-19,01	97,69	-21,71	95,00	-24,40	92,30	-27,10	89,60	-29,80	86,91	-32,49
17.16	*ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от почистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци*																			
	232,40	149,53	135,69	16,29	121,85	2,45	108,01	-11,39	94,18	-25,22	80,35	-39,05	66,54	-52,86	52,74	-66,66	38,99	-80,41	25,37	-94,03
17.17.	*ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци*																			
	400,97	360,42	331,02	211,62	301,64	182,24	272,31	152,91	243,03	123,63	213,84	94,44	184,77	65,37	155,91	36,51	127,40	8,00	99,59	-19,81

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	152,83	267,93	148,53	263,62	144,22	259,31	139,91	255,01	135,61	250,70	131,30	246,39	126,99	242,08	122,68
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	170,98	285,04	165,64	279,70	160,30	274,36	154,96	269,02	149,62	263,67	144,27	258,33	138,93	252,99	133,59
17.3.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури*																	
	192,29	197,32	195,06	75,66	192,79	73,39	190,53	71,13	188,27	68,87	186,01	66,61	183,74	64,34	181,48	62,08	179,22	59,82
17.4.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури*																	
	182,86	187,55	185,30	65,90	183,04	63,64	180,79	61,39	178,53	59,13	176,28	56,88	174,03	54,63	171,77	52,37	169,52	50,12
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	352,81	464,92	345,52	457,64	338,24	450,36	330,96	443,08	323,68	435,79	316,39	428,51	309,11	421,23	301,83
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	334,37	447,34	327,94	440,92	321,52	434,49	315,09	428,07	308,67	421,65	302,25	415,22	295,82	408,80	289,40
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	285,12	398,95	279,55	393,38	273,98	387,81	268,41	382,25	262,85	376,68	257,28	371,11	251,71	365,54	246,14
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	347,12	459,48	340,08	452,45	333,05	445,41	326,01	438,37	318,97	431,33	311,93	424,29	304,89	417,26	297,86
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	244,61	356,21	236,81	348,42	229,02	340,63	221,23	332,84	213,44	325,04	205,64	317,25	197,85	309,46	190,06
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	234,81	346,54	227,14	338,88	219,48	331,21	211,81	323,55	204,15	315,89	196,49	308,22	188,82	300,56	181,16
17.11.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомасса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл*																	
	391,06	394,55	385,38	265,98	376,21	256,81	367,05	247,65	357,88	238,48	348,71	229,31	339,54	220,14	330,37	210,97	321,21	201,81

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	90,87	194,51	82,98	186,61	75,08	178,72	67,19	170,83	59,30	162,93	51,40	155,04	43,51	147,15	35,62	139,25	27,72
18.2.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp*																		
	171,37	168,21	56,68	161,89	50,36	155,57	44,04	149,25	37,72	142,93	31,40	136,61	25,08	130,29	18,76	123,97	12,44	117,65	6,12
18.3.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp*																		
	169,85	166,73	55,20	160,48	48,95	154,22	42,69	147,97	36,44	141,72	30,19	135,47	23,94	129,22	17,69	122,96	11,43	116,71	5,18

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 05.2021 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 синсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																	
	193,38		183,77	68,78	174,17	59,18	164,56	49,57	154,96	39,97	145,35	30,36	135,74	20,75	126,14	11,15	116,53	1,54
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	115,22	218,11	103,12	206,02	91,03	193,92	78,93	181,83	66,84	169,73	54,74	157,64	42,65	145,54	30,55
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	39,83	146,94	31,95	139,05	24,06	131,17	16,18	123,28	8,29	115,39	0,40	107,51	-7,48	99,62	-15,37
19.4.	*Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и синсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW*																	
	156,04		148,53	33,54	141,02	26,03	133,50	18,51	125,99	11,00	118,48	3,49	110,97	-4,02	103,46	-11,53	95,94	-19,05
19.5.	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW*																	
	229,35		217,73	102,74	206,10	91,11	194,48	79,49	182,85	67,86	171,23	56,24	159,61	44,62	147,98	32,99	136,36	21,37
19.6.	*Микро ВЕЦ с помпи*																	
	98,15		93,60	-21,39	89,06	-25,93	84,51	-30,48	79,97	-35,02	75,42	-39,57	70,87	-44,12	66,33	-48,66	61,78	-53,21
19.7.	*Вятърни електрически централи с инсталирана мощност до 1 000 kW*																	
	151,39		146,91	32,15	142,42	27,66	137,94	23,18	133,45	18,69	128,97	14,21	124,48	9,72	120,00	5,24	115,51	0,75
19.8.	*Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 000 kW*																	
	122,50		118,83	4,07	115,16	0,40	111,49	-3,27	107,82	-6,94	104,16	-10,60	100,49	-14,27	96,82	-17,94	93,15	-21,61
19.9.	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																	
	105,16		102,74	-12,02	100,32	-14,44	97,90	-16,86	95,48	-19,28	93,06	-21,70	90,63	-24,13	88,21	-26,55	85,79	-28,97
19.10.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади*																	
	196,58		188,63	77,10	180,68	69,15	172,72	61,19	164,77	53,24	156,82	45,29	148,87	37,34	140,92	29,39	132,96	21,43
19.11.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp*																	
	176,29		169,18	57,65	162,06	50,53	154,95	43,42	147,84	36,31	140,73	29,20	133,61	22,08	126,50	14,97	119,39	7,86
19.12.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp*																	
	160,20		153,84	42,31	147,47	35,94	141,11	29,58	134,74	23,21	128,38	16,85	122,02	10,49	115,65	4,12	109,29	-2,24
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	82,04	196,57	77,17	191,69	72,29	186,82	67,42	181,94	62,54	177,06	57,66	172,19	52,79	167,31	47,91
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	206,54	193,18	73,78	179,88	60,48	166,63	47,23	153,46	34,06	140,40	21,00	127,48	8,08	114,76	-4,64	102,32	-17,08

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
19.15.	*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	295,02	280,78	161,38	266,57	147,17	252,43	133,03	238,34	118,94	224,34	104,94	210,43	91,03	196,64	77,24	183,01	63,61
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	138,29	125,57	6,17	112,85	-6,55	100,13	-19,27	87,41	-31,99	74,71	-44,69	62,00	-57,40	49,32	-70,08	36,66	-82,74
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	460,84	436,98	317,58	413,19	293,79	389,48	270,08	365,87	246,47	342,38	222,98	319,05	199,65	295,91	176,51	273,02	153,62
19.18.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции*																	
	453,12	463,98	439,21	319,81	414,53	295,13	389,96	270,56	365,52	246,12	341,25	221,85	317,18	197,78	293,37	173,97	269,91	150,51
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	390,58	362,86	243,46	335,19	215,79	307,58	188,18	280,04	160,64	252,61	133,21	225,33	105,93	198,26	78,86	171,51	52,11
19.20.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури*																	
	176,96		174,33	54,93	171,70	52,30	169,07	49,67	166,44	47,04	163,81	44,41	161,18	41,78	158,55	39,15	155,92	36,52
19.21.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури*																	
	164,48		161,85	42,45	159,22	39,82	156,58	37,18	153,95	34,55	151,32	31,92	148,69	29,29	146,06	26,66	143,42	24,02
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	308,48	421,62	302,22	415,37	295,97	409,11	289,71	402,86	283,46	396,61	277,21	390,35	270,95	384,10	264,70
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	262,52	376,31	256,91	370,70	251,30	365,09	245,69	359,48	240,08	353,86	234,46	348,25	228,85	342,64	223,24
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	89,29	203,47	84,07	198,26	78,86	193,05	73,65	187,84	68,44	182,62	63,22	177,41	58,01	172,20	52,80

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
19.25.	*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	-17,85	97,94	-21,46	94,34	-25,06	90,74	-28,66	87,14	-32,26	83,53	-35,87	79,93	-39,47	76,33	-43,07
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	-33,10	83,43	-35,97	80,57	-38,83	77,71	-41,69	74,85	-44,55	71,98	-47,42	69,12	-50,28	66,26	-53,14
19.27.	*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*																	
	349,32		342,37	222,97	335,43	216,03	328,48	209,08	321,53	202,13	314,59	195,19	307,64	188,24	300,69	181,29	293,74	174,34
19.28.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 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*																	
	337,44		330,10	210,70	322,75	203,35	315,41	196,01	308,06	188,66	300,72	181,32	293,37	173,97	286,03	166,63	278,68	159,28
19.29.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получено от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство*																	
	373,76		365,56	246,16	357,37	237,97	349,17	229,77	340,97	221,57	332,78	213,38	324,58	205,18	316,38	196,98	308,18	188,78

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 05.2021 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	69,61	175,20	60,21	165,80	50,81	156,39	41,40	146,99	32,00	137,59	22,60	128,18	13,19	118,78	3,79	109,38	-5,61
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	116,01	219,17	104,18	207,35	92,36	195,52	80,53	183,69	68,70	171,87	56,88	160,04	45,05	148,22	33,23	136,39	21,40
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	40,29	147,57	32,58	139,86	24,87	132,14	17,15	124,43	9,44	116,72	1,73	109,00	-5,99	101,29	-13,70	93,58	-21,41
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	33,70	141,36	26,37	134,02	19,03	126,69	11,70	119,35	4,36	112,02	-2,97	104,68	-10,31	97,35	-17,64	90,01	-24,98
20.5.	*Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW*																			
	224,37		218,68	103,69	207,31	92,32	195,94	80,95	184,57	69,58	173,20	58,21	161,82	46,83	150,45	35,46	139,08	24,09	127,71	12,72
20.6.	*Микро ВЕЦ с помпи*																			
	93,69		91,52	-23,47	87,18	-27,81	82,84	-32,15	78,50	-36,49	74,16	-40,83	69,82	-45,17	65,48	-49,51	61,14	-53,85	56,80	-58,19
20.7.	*ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW*																			
	116,98		115,26	0,50	111,80	-2,96	108,33	-6,43	104,86	-9,90	101,40	-13,36	97,93	-16,83	94,47	-20,29	91,00	-23,76	87,53	-27,23
20.8.	*ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW*																			
	95,55		93,52	-21,24	90,66	-24,10	87,80	-26,96	84,94	-29,82	82,08	-32,68	79,21	-35,55	76,35	-38,41	73,49	-41,27	70,63	-44,13
20.9.	*Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор*																			
	83,16		82,21	-32,55	80,29	-34,47	78,38	-36,38	76,47	-38,29	74,55	-40,21	72,64	-42,12	70,72	-44,04	68,81	-45,95	66,90	-47,86
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	18,68	115,75	4,22	101,28	-10,25	86,81	-24,72	72,34	-39,19	57,87	-53,66	43,40	-68,13	28,94	-82,59	14,47	-97,06

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2021 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
20.11.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp*																			
	134,03		131,34	19,81	125,93	14,40	120,52	8,99	115,12	3,59	109,71	-1,82	104,30	-7,23	98,89	-12,64	93,48	-18,05	88,08	-23,45
20.12.	*ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp*																			
	131,36		128,77	17,24	123,56	12,03	118,34	6,81	113,12	1,59	107,90	-3,63	102,68	-8,85	97,46	-14,07	92,24	-19,29	87,02	-24,51
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	91,89	206,08	86,68	200,87	81,47	195,66	76,26	190,44	71,04	185,23	65,83	180,02	60,62	174,81	55,41	169,60	50,20
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	84,48	199,01	79,61	194,13	74,73	189,25	69,85	184,38	64,98	179,50	60,10	174,63	55,23	169,75	50,35	164,87	45,47
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	-16,05	99,75	-19,65	96,14	-23,26	92,54	-26,86	88,94	-30,46	85,33	-34,07	81,73	-37,67	78,13	-41,27	74,52	-44,88
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	-31,68	84,86	-34,54	81,99	-37,41	79,13	-40,27	76,27	-43,13	73,40	-46,00	70,54	-48,86	67,68	-51,72	64,81	-54,59
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	129,32	244,52	125,12	240,32	120,92	236,12	116,72	231,92	112,52	227,72	108,32	223,52	104,12	219,32	99,92	215,12	95,72
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	156,46	270,61	151,21	265,37	145,97	260,12	140,72	254,87	135,47	249,63	130,23	244,38	124,98	239,13	119,73	233,89	114,49
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	101,44	216,94	97,54	213,03	93,63	209,12	89,72	205,22	85,82	201,31	81,91	197,41	78,01	193,50	74,10	189,59	70,19

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Доклад от 05.2021 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
20.20..	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури*																			
	176,96		175,64	56,24	173,01	53,61	170,38	50,98	167,75	48,35	165,12	45,72	162,50	43,10	159,87	40,47	157,24	37,84	154,61	35,21
20.21.	*Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури*																			
	164,48		163,17	43,77	160,54	41,14	157,90	38,50	155,27	35,87	152,64	33,24	150,01	30,61	147,38	27,98	144,74	25,34	142,11	22,71
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	329,48	440,41	321,01	431,94	312,54	423,48	304,08	415,01	295,61	406,54	287,14	398,07	278,67	389,60	270,20	381,14	261,74
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	311,60	424,75	305,35	418,49	299,09	412,24	292,84	405,99	286,59	399,73	280,33	393,48	274,08	387,23	267,83	380,97	261,57
20.24.	*ЕЦ с инсталирана мощност над 1 500 kW до 5 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни иживотински субстанции*																			
	387,53	389,44	369,29	249,89	349,16	229,76	329,04	209,64	308,94	189,54	288,87	169,47	268,81	149,41	248,80	129,40	228,82	109,42	208,90	89,50
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	454,06	430,04	310,64	406,07	286,67	382,16	262,76	358,32	238,92	334,57	215,17	310,94	191,54	287,44	168,04	264,13	144,73	241,06	121,66
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	227,35	339,80	220,40	332,85	213,45	325,91	206,51	318,96	199,56	312,01	192,61	305,06	185,66	298,12	178,72	291,17	171,77
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	351,65	323,81	204,41	296,01	176,61	268,24	148,84	240,52	121,12	212,86	93,46	185,32	65,92	157,93	38,53	130,80	11,40	104,17	-15,23
20.28.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 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*																			
	338,34		334,67	215,27	327,32	207,92	319,98	200,58	312,63	193,23	305,29	185,89	297,94	178,54	290,60	171,20	283,25	163,85	275,91	156,51
2.29.	*Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получено от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство*																			
	374,66		371,16	251,76	362,96	243,56	354,77	235,37	346,57	227,17	338,37	218,97	330,17	210,77	321,97	202,57	313,78	194,38	305,58	186,18
2.30.	*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	266,24	377,74	258,34	369,83	250,43	361,93	242,53	354,03	234,63	346,12	226,72	338,22	218,82	330,31	210,91	322,41	203,01

По отношение на горните точки от 16 до 20, следва да се има предвид, че в случаите, в които разликата между определената до влизането в сила на същия закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от ВИ в зависимост от първичния енергиен източник, е отрицателна величина не следва да се определят премии.

Изказвания по т.1.:

Докладва А. Иванова. Докладът отразява законовите задължения на Комисията за ежегодно определяне на преференциални цени за групата електрически централи с инсталирана мощност до 30 kWp, монтирани на покривни и фасадни конструкции, присъединени към електроразпределителната мрежа на сгради върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии, както и ежегодната актуализация на цените на електрическата енергия, използващи за основна суровина биомаса. Съгласно последните изменения в закона от 02.02.2021 г., обнародвани в „Държавен вестник“, бр. 9, е изменен мощностният диапазон по отношение на който следва регулаторът да определи премии. В тази връзка през новия ценови период за Комисията възниква задължение (което е отразено в настоящия доклад) и за всички централи с инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW са отразени стойностите на премиите, които ще намерят приложение за новия регулаторен период от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г. За нуждите на изчисляването на премии законът предвижда ежегодно Комисията да определя и прогнозни пазарни цени. Предвид характера на сектор ВЕИ, тя следва да отразява вида на възобновяемия източник и в тази връзка в настоящия доклад подробно са посочени стойности по отношение начина на изчисление на прогнозните пазарни цени за видовете възобновяеми източници. По-конкретно: във връзка с определянето на преференциалните цени до 30 kWp, монтирани на покривни и фасадни конструкции в настоящия доклад, работната група е посочила източниците, които е използвала за информация, а именно: доклади на „Фраунхофер“ институт, pv-magazine.com, pvxchange.com и pv-financing.eu. Източниците са разнородни. Вижда се, че тази година анализаторите имат доста разнопосочна информация. Не трябва да се забравя, че пандемията от COVID-19 се е отразила на всички нива и сектори в цял свят. Няма как това да не се отрази както в консервативния подход, който работната група е имала през миналата година по отношение на тази група, така и сега. Пазарите в различните страни по отношение на производството и продажбата на фотоволтаични панели, както и на строителството на соларни паркове или на малки жилищни инсталации до 5 kWp, както и тези над 5 kWp до 30 kWp отразяват тези процеси. В тази връзка за най-меродавно тази година работната група е приела изчислението на преференциалните цени за двете групи, да се отрази размер на инвестиционните разходи от „Фраунхофер“ институт, в размер на 1 050 евро/kWp. Върху тях е решено да се отрази (като най-адекватно на пазара) и намалението на соларните панели с 10,53%. 10,53% е намалението от м. март 2020 г. до сега. Периодът е дефазиран и цените също се правят за дефазиран период. Те отразяват реалната ситуация за периода до който е направен анализът за миналата година и се прехваща новия период от м. март. В допълнение – регулярно е изпратено (както и в предходни години и каквато е практиката на Комисията) писмо до АУЕР, която е предоставила информация със средните нетни пълни ефективни часове. Тази справка включва информация само за фотоволтаични електрически централи, които са работили дванадесетмесечен период. По данни на АУЕР през тази година нетните часове са в размер 1380 часа. В допълнение и при извършения преглед от страна на работната група на различните анализи и източници на информация, посочени в настоящия доклад, не може да се пропусне как и на какъв принцип Комисията определя разликата между единия и другия мощностен диапазон – предвид размера на разходите, който според данните от източниците, посочени в настоящия доклад може да достига между 2 и 11% (като в САЩ), а за страни като Италия, Германия или някои части на Азия да достига между 22 и 31%. Когато се правят цени, енергийният регулатор (в лицето на работната група) следва да се съобрази не само с международния опит, но и с придобития и изграден в страната опит, знаейки на какво място е и къде се позиционира нашата държава в сектор „Енергетика“. Затова работната група е приела за най-меродавен среден вариант, който е в размер на 14%, който да отрази както спецификите във формирането на разходите на инвестициите за подобен тип инсталации при строителството, така и това, което е

на нашия пазар и което е прилагано като практики през предходни години в предходни ценови решения.

А. Иванова каза, че няма да се спира подробно на ценообразуващите елементи – те се знаят и са съобразени с нормативната база. Съгласно чл.31, ал. 3, е коригиран размерът на разходите на 15-годишен период. Той е такъв, защото с изменението от 2015 г. законодателят е предвидил за всички централи по 24.1., а именно тези до мощност 30 kWp, въведени след 31.12.2015 г., да бъде намален срокът след тази дата – пропорционално със срока на въвеждане в експлоатация, респективно монтирането. Законовото изискване за 20-годишно преференциално изкупуване (съгласно дългосрочните договори) е коригирано с редакцията на тази разпоредба и работната група е направила преизчисленията за 15 години. В тази връзка за първата група до 5 kWp цената тази година е формирана в размер на 190,33 лв./MWh. За сравнение: предходната година Комисията е определила преференциална цена за тази група в размер на 238,07 лв./MWh. Това е намаление с 18,80%. За втората група, която включва от над 5 kWp, цената тази година е в размер на 160,11 лв./MWh. За сравнение: предходната година е била определена преференциална цена в размер на 198,27 лв./MWh. Това е намаление с 19,25%.

По отношение на втората част – актуализацията на преференциалните цени за електрическа енергия, произвеждана от електрически централи с основна суровина от биомаса. Работната група е изпратила регулярни писма съгласно законовите изисквания на чл. 32, т.6, т.7 и т.8, а именно: до Националния статистически институт – за размера на работните заплати и тяхното изменение през последната година, изменението на цените на разходите за горива през последната година, както и до Министерството на земеделието, храните и горите, на базата на които да се получи информация за изменението на индекса на цените на основните суровини, а именно на дървесината. В тази връзка същите са отразени при актуализацията на преференциалните цени за всички групи енергийни обекти, които се отнасят за въведени в експлоатация енергийни обекти. А. Иванова обърна внимание, че на стр. 28 (отново в изпълнение на законовите изисквания и съгласно последните промени в закона и по-конкретно §28, ал. 3 от Преходните и заключителните разпоредби за Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. в „Държавен вестник“, бр. 9) Комисията е определила прогнозна пазарна цена конкретно за биомасите в размер на 119,40 лв./MWh, както и за другите видове енергийни източници. На стр. 28 подробно са посочени. А. Иванов допълни, че тази година (предвид измененията в закона) Комисията трябва да определи премии за групите производители с 500 kWp и над 500 kWp по групи и по години, съобразно ценовите решения на Комисията. Следва да се има предвид, че новите групи са 80, т.е. тази година обемът е двойно по-голям спрямо предходните години в тази връзка - от първото решение от 2011 г. досега за всички групи производители с определени и/или актуализирани до този момент преференциални цени, работната група подробно е отразила информацията в табличен вид, за да бъде по-систематизирано и прегледно, защото обемът е голям - размер на последно определената или актуализирана преференциална цена за съответната група и размер на премията. А. Иванова допълни, че такива размери и таблици на премии са определени по отношение на производителите, които са ползвали процент безвъзмездно финансиране при изграждането на своите централи. Тези премии са изчислени на база определените цени със съответния дял и стойности в предходни решения – отново в табличен вид. За премиите, които са в отрицателен размер Комисията не следва да определя премия, когато разликата е отрицателна величина между определената или актуализирана до този момент цена и определената прогнозна за съответния ценови период. С това се изчерпва анализът по отношение на определянето, актуализирането на цени и премии.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката, чл. 6, т. 1, чл. 32, ал. 1, т. 1 и чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 28, ал. 3 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., чл. 14, ал. 1 от Закона за енергетиката и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на 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. Общественото обсъждане да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., в частта по т. 8 на КЕВР.

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

А. Иванова каза, че иска да обърне внимание на една техническа корекция. Работната група е работила на Track changes и е приета грешната функция, когато се е работило със старите редакции при промените на закона, че трябва централи с 1 MWh и над 1 MWh да получават премии. Вместо да остане новата редакция с 500, е останала старата. На стр. 1, четвърти ред (където пише *„по-малка от 1 MW“*) ще има корекция в крайното решение и там ще бъде вписана новата редакция от 02.02.2021 г. за централи с 500 kW.

И. Иванов каза, че корекцията трябва да се направи преди публикуването.

А. Иванова отговори, че корекцията вече е направена. Казва го за протокола, за да няма коментари в тази посока.

И. Иванов констатира, че няма допълнения от работната група и каза, че изложението е било достатъчно подробно. И. Иванов каза, че има един въпрос в частта за определяне на прогнозната цена на електрическата енергия от различните видове ВЕИ производители. Първо. Прави впечатление, че броят на дружествата, с които е извършена симулация е различен. Най-много са соларните централи. Постепенно намаляват при производството на вятърна енергия. При ВЕЦ-те са само три, а накрая за производителите на електрическа енергия от биомаса е само „Монди Стамболийски“. Какво е причината за това? Второ. По какъв начин са подбирани дружествата, които са използвани за направа на симулация, която е необходима, за да се определи прогнозна цена за следващия период?

П. Младеновски отговори, че причината поради която са използвани по-малко дружества е, че в Наредбата за регулиране на цените, в Раздел 3а: Методика за определяне на прогнозна пазарна цена, в чл. 37б е записано, че *„частта по ал. 3, т.3 включва производители, сумата от чиято обща инсталирана мощност представлява поне 10 на сто от общата инсталирана мощност на всички производители на които се дължи премия, попадащи в съответната група“*. Има страшно много производители от слънце, малко по-малко производители от вятър, а производителите от биомаса (особено такива с инсталирана мощност над 0,5 MW са много малко – когато са били над 1 MW е имало двама производителя). В тази връзка са използвани графиците, които ЕСО ЕАД е предоставило. Това са всички графици, които ЕСО ЕАД е изпратило на всички централи, които не са имали ремонт и са работили 12 месеца през годината и които са преки членове на балансиращите си групи. По-малките централи, които са под 1 MW са били непреки членове на балансиращите групи, тъй като няма изискване те да са преки членове. В съответствие на тези, на които е определяна премия, единствено могат да се използват преки членове, тъй като те имат индивидуални графици. В тази връзка са използвани абсолютно всички производители, преки членове, които ЕСО ЕАД е предоставило на Комисията.

Р. Осман каза, че е докладът заслужава поздравления и че е убеден, че ще бъде подкрепен от всички членове на Комисията. Р. Осман допълни, че се интересува от информацията (така, както е посочено в доклада), която е използвана от няколко институции. По принцип в Наредбата определено ли е откъде трябва да се черпи информация? Няма, т.е. остава се на преценка кои трябва да бъдат тези институции. Така ли е?

П. Младеновски отговори, че в Наредбата е записано *„от международни и местни източници“*. IRENA и „Фраунхофер“ са най-авторитетните източници по отношение на възобновяемата енергия. Именно оттам е използвана информацията, която е за определяне на инвестиционните разходи на малките ВЕИ производители. П. Младеновски каза, че тук иска да отвори една скоба, тъй като най-вероятно на общественото обсъждане ще се засегне темата, че цената на малките ВЕИ е доста намалена. Тази година е използвана една реална цена на инвестиционните разходи, тъй като в предишни години е била леко завишена, но това не е най-важното. Най-важното е, че тази година се използва и по-кратък период за изкупуване, който е отчетен (15-годишен). В тази връзка цената се е вдигнала малко. Другото е, че традиционно в

Германия се определя най-високата цена за изкупуване от тези малки ВЕИ. Миналата година цената в Германия дори е била малко по-висока от България: 10,7 евроцента на киловат. Тази година, съгласно доклада на „Фраунхофер“ от 2020 г., разходите, които са определени за тези малки ВЕИ-та са 7,34 евроцента на киловат, т.е. там има едно понижаване на разходите от близо 30%. Сверявайки си часовника и с останалите регулатори, подходът на работната група е правилен.

И. Иванов каза, че също иска да изрази пълна подкрепа за всички аргументи, които работната група е използвала именно за определянето на преференциалната цена на централите с инсталирана мощност до 30 kWp. Намалението е с около 20%, съпоставено с намалението, за което е говорил П. Младеновски в Германия, и е съвсем приемливо, още повече, че се стига до реални инвестиционни разходи на тези централи. Заедно с това се запазва разликата, която е между централите с инсталирана мощност до 5 kWp и другите - от 5 kWp до 30 kWp. Очевидно първите се използват единствено за собствена консумация. И. Иванов каза, че внимателно е прочел и аргументите, свързани с определяне на прогнозните цени по групи производители. И. Иванов допълни, че счита, че са напълно реални и повишението съответства на аргументите, които са използвани и резултатите от извършената симулация и затова убедено ще гласува за доклада. И. Иванов каза, че според него работната група ще може да защити тези аргументи по време на общественото обсъждане.

Р. Осман запита дали това нещо ще спре масовото изкупуване на рухнали къщи.

И. Иванов отговори, че ще го намали, защото интересът намалява.

Р. Осман поясни, че наблюдава как в Родопите половината къщи са изкупени и има законни заобикаляния на закона (юристите ги наричат злоупотреба с право). Р. Осман каза, че не е адвокат на ЕРП-та, но наистина има десетки къщи, в които никой не живее, а идеята е за собствено потребление. Изведнъж се виждат десет къщи със соларни панели, а самите къщи се рушат. От друга страна законодателят изисква ЕРП-та да извършат присъединяване. Тогава наистина покрай сухото гори и мокрото. На някой, който наистина ползва панела, ЕРП-то казва, че мрежата се е натоварила и не може да го присъедини, защото вече е заета от други. Кой плаща тази сметка?

И. Иванов каза, че в крайна сметка това са крайните потребители – чрез преференциалната цена, която се определя.

Р. Осман обърна внимание, че и ЕРП-та основателно протестират срещу тази практика. Нарочно този въпрос е повдигнат. Добре е след парламентарните избори да се помисли и дискутира кое е правилно – да се даде ли някакво предложение до постоянната комисията в НС, да се изчака законодателят да прецени сам, или Комисията да се обърне към тях за този проблем. В по-голямата си част ЕРП-та основателно ще започнат да отказват присъединяване, защото това ще дойде в КЕВР като разходи за признаване.

И. Иванов каза, че се правят разходи за разширяване на мрежата.

Р. Осман каза, че нарочно е повдигнал тази тема и е добре да се помисли по нея след изборите.

И. Иванов каза, че иска да добави още нещо към вече казаното. Когато е чел доклада, много му е харесало това, което е написано в таблицата за фотоелектрични електроцентрали, с инсталирана мощност до 5 kWp, респективно от 5 до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади. И. Иванов каза, че се замислил, че към момента се разрешава инсталиране и към недвижимите имоти към тях. Това е записано не към таблицата, в която няма възможност всичко това да се допълни. В предходното НС (не това едномесечното) е имало предложение изрично да се запише, че тези фотоволтаични централи трябва да бъдат монтирани на покривни и фасадни конструкции, а не да се използва прилежащия терен.

Говори Р. Осман, без микрофон.

И. Иванов каза, че предлага да се премине към гласуване, но преди това насрочва общественото обсъждане на 03.06.2021 г. от 10:00 часа. Закритото заседание, на което Комисията ще излезе с решение, ще се проведе на 01.07.2021 г. от 14:00 часа. Причината за това е, че от 01.07.2021 г. се определя цената на природния газ. Информацията се получава сутринта и проектът на решени трябва да бъде актуализиран.

Във връзка с изложеното и на основание чл. 26, ал. 3, т. 4 и чл. 43, ал. 6 от Правилника за

дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-494 от 21.05.2021 г. относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW;

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 за разглеждане на проекта на решение по т.2 на 03.06.2021 г. от 10:00 ч.;

4. Общественото обсъждане по т. 3 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

5. За участие в общественото обсъждане на проект на решение по т. 2 да бъдат поканени чрез съобщение на интернет страницата на Комисията заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

6. Проектът на решение, датата и часът на общественото обсъждане по т. 3 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

В заседанието по **точка първа** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето със **седем гласа „за”** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев – за, Ремзи Осман – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров – за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова - за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете 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 01.07.2021 г.**

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. Разпоредбите на чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4 от ЗЕ определят, че на регулиране от Комисията подлежат цените, по които производителите продават топлинна енергия на топлопреносното предприятие и на пряко присъединени клиенти и по които топлопреносното предприятие продава топлинна енергия на клиенти. Съгласно чл. 33, ал. 1 от ЗЕ Комисията определя преференциални цени за продажба на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по чл. 162, ал. 1 от ЗЕ, а именно за производители с обекти с обща инсталирана електрическа мощност, по-малка от 500 kW.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от ЗЕ Комисията определя ежегодно премии за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW

и над 500 kW. По силата чл. 33а, ал. 2 от ЗЕ премиите се определят като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин. За тези производители съгласно чл. 33, ал. 2 от ЗЕ, Комисията определя преференциални цени, във връзка с определяне на премията.

В контекста на чл. 33а от ЗЕ за целите на определянето на елемента на цената за задължения към обществото – премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на §1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена, определена от Комисията по методика за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи, с инсталирана мощност до 10 MW, от биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

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

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

Основните принципи на ценово регулиране са заложени 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-28 от 01.07.2020 г., считано от 01.07.2020 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 **35 дружества** от сектор „Топлоенергетика“.

На основание чл. 3, ал. 2, т. 1, във връзка с чл. 24 от НРЦТЕ, с писмо на Комисията с изх. № Е-14-00-2 от 15.03.2021 г. (Писмото) на 39 дружества от сектор „Топлоенергетика“ е указано до 01.04.2020 г. да подадат заявления в КЕВР за утвърждаване на цените на енергия, като представят:

I. Отчетни данни, в т.ч.:

1. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2020 г. и за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. (Приложение № 3);

2. Отчет и анализ на изпълнените и планирани разходи за ремонт за регулираната дейност, представени по позиции и стойност с обосновка, че така представените разходи нямат инвестиционен характер и отчет и анализ на извършените инвестиционни мероприятия за дейностите производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия (Приложение № 3);

3. Отчетна информация за 2020 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9;

4. Отчетна информация за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9;

5. Отчетна информация за 2020 г. и за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, MWh; собствени нужди, MWh; нето, MWh, в т. ч.:

- собствено потребление, MWh;
- продажба на потребители, MWh;
- продажба на НЕК, MWh;
- продажба на ЕРД, MWh;
- други.

6. Цените на горивата да бъдат изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените (Приложение № 2);

*За ценовия период (12-месечен период) информацията да бъде изготвена, като отчет за периода 01.07.2020 г. – 31.03.2021 г. и прогноза за периода 01.04.2021 г. – 30.06.2021 г.

****Дружествата с основно гориво природен газ следва да представят разходо-оправдателни документи помесечно за закупуването му, както и за закупените общо количества емисии CO_2 за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. (с прогноза за периода 01.04.2021 г. – 30.06.2021 г.)**

7. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2019 г., 2020 г. и ценовия период 01.07.2020-30.06.2021 г., съгласно приложена справка (Приложения № 4 и № 6);

8. Одитиран годишен финансов отчет за 2020 г., с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, вкл. доклад за дейността на дружеството;

На дружествата е указано в приложената информация към годишния финансов отчет да представят допълнителни справки и пояснения относно прилагането на Единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането, приета с протоколно решение № 90 от 03.08.2006 г. на ДКЕВР. На основание чл. 37, ал. 3 от ЗЕ енергийните предприятия, които подлежат на независим финансов одит, следва да представят на Комисията одиторски доклад за спазването на правилата за водене на отделната счетоводна отчетност.

9. Копие от действащите договори за кредит със срок на погасяване по-дълъг от една година и договорите за финансов лизинг, отнасящи се за лицензионните дейности.

10. Количества закупени квоти за емисии парникови газове (CO_2) за 2020 г. и за ценовия период 01.07.2020-30.06.2021 г., разходите за закупуването им, както и количествата безплатни емисии CO_2. Копие на верифицирани доклади на Изпълнителна агенция по околна среда за 2020 г. Попълнен формуляр за докладване на годишни емисии за ценови период 01.07.2020-30.06.2021 г., като се включат прогнозни данни за периода 01.04.2021 г. – 30.06.2021 г.

11. В изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ допълнителна справка за предходните три календарни години от производители, които не осъществяват пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови потребители или не използват 100 на сто произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция и чиито общи годишни приходи са над 5 000 000 лв. и приходите от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия надвишават 35 на сто от общите им годишни приходи, съгласно одитираните годишни финансови отчети;

12. Данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г., по т. 1;

13. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW.

II. Прогнозни данни:

1. Прогнозната информация се изготвя и представя в съответствие с Указания-НВ, публикувани на интернет страницата на КЕВР, по приложения модел (справки от № 1 до № 9).

2. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, MWh; собствени нужди, MWh; нето, MWh, в т. ч.:

- собствено потребление, MWh;
- продажба на потребители, MWh;
- продажба на НЕК, MWh;
- продажба на ЕРД, MWh;
- други.

3. За следващия регулаторен период стойността на дълготрайните активи, пряко свързани с регулираната дейност, заложена в регулаторната база на активите, е към 31.12.2020 г. и в съответствие с Раздел II на Указания-НВ.

4. Дружествата представят на Комисията писмени обосновки на прогнозните ценообразуващи елементи, придружени с доказателства и подробна аргументация, относно необходимостта и икономическата им целесъобразност.

5. Договори за продажба на електрическа енергия за 2021 г., с всички приложения към тях (включително спецификациите към договорите).

6. Копие на всички действащи договори за доставка на природен газ, въглища, течни горива, биогорива и др., с всички приложения към тях.

7. Доказателства за изпълнение на изискванията на чл. 29 от НРЦТЕ за оповестяване на предложените цени в средствата за масова информация в едномесечен срок преди подаване на заявлението в КЕВР.

8. Попълнен формуляр за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации (публикуван на интернет страницата на Изпълнителна агенция по околна среда) с прогнозно количество квоти за емисии парникови газове (CO_2) за ценовия период 01.07.2021-30.06.2022 г. и справка за количеството безплатни емисии CO_2 (чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО) за същия период.

9. Копие на действащо комплексно разрешително, ако такова се изисква по Закона за опазване на околната среда.

10. Доказателство за платена такса за разглеждане на заявлението.

На дружествата е указано изчисленията да се извършат при следните условия:

1. Структура на капитала към 31.12.2020 г., с примерна стойност на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период.

2. Прогнозни ценови параметри:

- природен газ – прогнозна индивидуална цена на природен газ за съответното дружество съгласно Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. - в лв./MWh и в лв./knm^3;

- въглища, течни горива и биогорива – среднопретеглена цена между наличните количества на склад към 01.03.2021 г. и по действащите договори за доставка (Приложение № 2);

В ценовите справки се включват само горивата, посочени в комплексното разрешително или определени с решение на МОСВ за използването им.

3. Прогнозен курс на долара – валутен курс на БНБ, валиден към датата на подаване на заявлението;

4. Прогнозна пазарна цена на електрическа енергия - определената от КЕВР с решение № Ц-28 от 01.07.2020 г.;

5. Примерна стойност на коефициента за ефективност на производството на електрическа енергия – определената от КЕВР с Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. за съответното дружество;

6. Прогнозна цена на тон емисии CO_2 – 40 евро/t.

Допълнително с писмо с изх. № Е-14-00-5 от 11.05.2021 г. от 12 топлофикационни дружества е поискано да представят обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С оглед осъществяване на правомощията на КЕВР по ценовото регулиране, произтичащи от ЗЕ и подзаконовите актове по прилагането му, и във връзка с подадените от дружествата от сектор „Топлоенергетика“ заявления за утвърждаване на цени на енергия, работната група, създадена със Заповед № З-Е-65 от 05.04.2021 г., изменена със Заповед № З-Е-72 от 12.04.2021 г. на Председателя на КЕВР, извърши преглед на заявленията и приложенията към тях за съответствие с изискванията на НРЦТЕ и НРЦЕЕ. След представяне от заявителите на необходимата информация е извършено проучване на данните и документите, съдържащи се в заявленията и приложенията към тях.

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.

Конкретните задачи на регулаторния преглед са, както следва:

1. Да се съпоставят и сравнят утвърдените прогнозни технико-икономически параметри, за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. и отчетените действителни параметри, постигнати след изтичане на прогнозния период, с цел да се установят отклоненията между тях и да се направи анализ на причините за тези отклонения.

2. Да се сравни нивото на утвърдената норма на възвръщаемост на собствения капитал, като елемент на действащите цени с действително постигнатата норма на възвръщаемост на собствения капитал, като се установят отклоненията и анализират причините за тях.

3. Да се оцени и сравни постигнатото общо финансово - икономическо състояние на дружествата към края на 2020 г., като предпоставка за осъществяване на дейността по лицензиите.

Индивидуалните констатации относно прегледа на отчетните технико-икономически и финансови резултати са показани в синтезиран вид за всяко от дружествата в сектор „Топлоенергетика“.

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г. на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ на база представените годишни финансови отчети

С писмо с изх. № Е-14-00-2 от 15.03.2021 г. на Комисията от дружествата е изискано следното:

- одитирани годишни финансови отчети за 2020 г., с всички пояснителни приложения, съгласно приложимите счетоводни стандарти, включително доклад за дейността;
- допълнителни справки и пояснения относно прилагането на ЕССО за целите на регулирането;
- одиторски доклад за спазването на правилата за водене на отделната счетоводна отчетност в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ от енергийните предприятия, които подлежат на независим финансов одит.

На база представената информация е извършен анализ и оценка на отчетеното общо финансово състояние на топлофикационните дружества и централите с промишлен товар (заводски централи).

Анализ и оценка на общото финансово състояние към 31.12.2020 г. са направени на следните дружества:

1. Топлофикационни дружества:

1. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД
2. „Топлофикация Плевен“ АД
3. „Топлофикация Русе“ АД
4. „Топлофикация Перник“ АД
5. „Топлофикация Враца“ ЕАД
6. „Топлофикация ВТ“ АД
7. „Топлофикация Бургас“ АД
8. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД
9. „Топлофикация Разград“ АД
10. „Топлофикация Сливен“ ЕАД
11. „Топлофикация Габрово“ ЕАД
12. „Юлико Евротрейд“ ЕООД

2. Дружества с топлинен товар за небитови нужди:

1. „Когрийн“ ООД
2. „Белла България“ АД
3. „Алт Ко“ АД
4. „Солвей Соди“ АД
5. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД
6. „Декотекс“ АД
7. ЧЗП „Румяна Величкова“
8. „МБАЛ-Търговище“ АД
9. „Енергиен център Зебра“ ЕООД
10. „Инертстрой – Калето“ АД
11. „Оранжерии Петров дол“ ООД
12. „Овердрайв“ АД
13. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД
14. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД
15. „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ „Оранжерии 500 дка“
16. „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ „Оранжерии 200 дка“
17. УМБАЛ „проф д-р Стоян Киркович“ АД

С приетия Закон за изменение и допълнение на Закона за данък върху добавената стойност (ЗИДЗДДС), публикуван в ДВ, бр. 104 от 08.12.2020 г., са направени промени в Закона за счетоводството, в сила от 01.01.2021 г. С измененията са определени нови срокове за публикуване на годишните финансови отчети за 2020 г. Във връзка с променения срок за подаване на годишните данъчни декларации по ЗКПО се удължават и сроковете за публикуване на годишните финансови отчети до 30 септември на следващата година (чл. 38, ал. 1 от Закона за счетоводството). В съответствие с изменените срокове за декларираме на корпоративен данък и публикуване на годишните финансови отчети е променен чл. 245 от Търговския закон – 30 юни е новият срок за съставяне на годишен финансов отчет и годишен доклад за дейността и представяне на избраните регистрирани одитори.

В тази връзка не всички дружества са представили годишни финансови отчети към датата на подаване на заявленията за утвърждаване на цени за новия ценови период, поради което не на всички дружества е направен финансов анализ.

ПОСТИГНАТИ ФИНАНСОВИ РЕЗУЛТАТИ ЗА 2020 г.

1. Топлофикационни дружества

1.1. Топлофикационни дружества, реализирали печалба от дейността:

- „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД 5 004 хил. лв.
- „Топлофикация Русе“ АД 5 321 хил. лв.
- „Юлико Евротрейд“ ЕООД 23 хил. лв.
- „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД 573 хил. лв.

1.2. Топлофикационни дружества, отчели загуба от дейността си:

- „Топлофикация ВТ“ АД 2 420 хил. лв.
- „Топлофикация Разград“ АД 210 хил. лв.
- „Топлофикация Плевен“ АД 6 353 хил. лв.
- „Топлофикация Габрово“ ЕАД 849 хил. лв.
- „Топлофикация Бургас“ АД 1 073 хил. лв.
- „Топлофикация Перник“ АД 905 хил. лв.
- „Топлофикация Враца“ ЕАД 379 хил. лв.
- „Топлофикация Сливен“ ЕАД 4 626 хил. лв.

От направения анализ е видно, че:

1. Дружествата, които подобряват финансовия резултат през 2020 г. спрямо предходната година, като увеличават печалбата, намаляват загубата или от отрицателен финансов резултат реализират положителен, са: „Топлофикация Разград“ АД; „Топлофикация Перник“ АД; „Топлофикация Габрово“ ЕАД и „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД.

2. Дружествата, които влошават финансовия резултат през 2020 г. спрямо предходната година, като намаляват печалбата или увеличават загубата, са: „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД; „Топлофикация Плевен“ АД; „Топлофикация Бургас“ АД; „Топлофикация Русе“ АД; Топлофикация Враца“ ЕАД; „Топлофикация ВТ“ АД; „Юлико Евротрейд“ ЕООД и „Топлофикация Сливен“ ЕАД.

2. ***Централи с топлинен товар за небитови нужди***

2.1. Дружества, реализирали печалба от дейността:

- „Алт Ко“ АД: 834 хил. лв.
- ЧЗП „Румяна Величкова“ 450 хил. лв.
- „Инертстрой-Калето“ АД 1 488 хил. лв.
- „Когрийн“ ООД 1 283 хил. лв.
- „Декотекс“ АД 1 005 хил. лв.
- „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД 1 721 хил. лв.
- „Оранжерии Петров дол“ ООД 79 хил. лв.
- „Оранжерии Гимел II“ ЕООД 410 хил. лв.
- „Оранжерии Гимел“ АД, „ТЕЦ Оранжерии 500 дка“ 612 хил. лв.
- „Оранжерии Гимел“ АД, „ТЕЦ Оранжерии 200 дка“ 724 хил. лв.
- „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД 499 хил. лв.
- „Солвей Соди“ АД 189 хил. лв.

2.2. Дружества, отчели загуба от дейността:

- „МБАЛ-Търговище“ АД 207 хил. лв.
- „Енергиен център Зебра“ ЕООД 347 хил. лв.
- “Белла България“ АД 685 хил. лв.
- „Овердрайв“ АД 108 хил. лв.
- УМБАЛ „проф. д-р Стоян Киркович“ АД 22 хил. лв.

От направения анализ е видно, че:

1. Дружествата, които подобряват финансовия резултат през 2020 г. спрямо предходната година, като увеличават печалбата, намаляват загубата или от отрицателен финансов резултат

реализират положителен, са: „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД; „Декотекс“ АД; „Алт Ко“ АД; „Енергиен център Зебра“ ЕООД; „Оранжерии Петров дол“ ООД; ЧЗП „Румяна Величкова“; „Оранжерии Гимел II“ ЕООД; „Когрийн“ ООД; УМБАЛ „проф. д-р Стоян Киркович“ АД; „МБАЛ-Търговище“ АД; „Белла България“ АД; „Солвей Соди“ АД и „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“.

2. Дружествата, които влошават финансовия резултат през 2020 г. спрямо предходната година, като намаляват печалбата или увеличават загубата, са: „Инертстрой-Калето“ АД; „Овердрайв“ АД; „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ „Оранжерия 200“ дка.

По отношение на извършения анализ на финансовия показател „обща ликвидност“ (съотношение между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) по дружества от сектор „Топлоенергетика“ може да се направят следните изводи:

1. Топлофикационните дружествата, които са с добра обща ликвидност към края на 2020 г., която определя възможността им със собствени оборотни средства да обслужват текущите задължения са: „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД; „Топлофикация Бургас“ АД; „Топлофикация ВТ“ АД; „Топлофикация Русе“ АД; „Топлофикация Перник“ АД и „Топлофикация Сливен“ ЕАД. Останалите топлофикационни дружества са с обща ликвидност под единица, което определя невъзможността със собствени оборотни средства да обслужват текущите си задължения.

2. Заводски централи, които разполагат със свободни оборотни средства да обслужват текущите си задължения, са: „Когрийн“ ООД; „Солвей Соди“ АД; „Алт Ко“ АД; „Декотекс“ АД; ЧЗП „Румяна Величкова“; „Инертстрой – Калето“ АД; „Овердрайв“ АД; „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД; „Декотекс“ АД; „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ и „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ „Оранжерии 200 дка“, докато останалите, на които е направен регулаторен преглед, са с ниска обща ликвидност и не разполагат с достатъчно свободни оборотни средства да обслужват текущите си задължения.

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

След прегледа на представените от дружествата заявления за новия ценови период от 01.07.2021 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 2020 г., през отчетния ценови период 01.07.2020 – 30.06.2021 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 100%, както и на цената на основното гориво на международните пазари с над 30%, дружествата следва да прецизират, реорганизират 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 2020 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 2020 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 допуснато да превишава отчетната стойност с 10% до 15% от 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 50% от отчетната стойност през базисната година.

1.3. По отношение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски не са допускани увеличения на стойностите в сравнение с отчетените или утвърдените стойности в цените през изминалия регулаторен период. Задържането на повишението на разхода се налага поради вече изложените по-горе аргументи с драстичното увеличение на разходите за емисии и цена на природния газ.

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) е в съответствие с изискванията на глава втора, раздел III от Указания-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:

$$НВ = Д_{СК} * \left(\frac{НВ_{ск}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + Д_{ПК} * НВ_{ПК} ,$$

където:

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

$Д_{СК}$ – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

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

ДС – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$Д_{ПК}$ – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

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

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

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

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

НВСК = Безрискова премия + βе * 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 банка[9].

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

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

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:

βе=β х (1+(1-ДС)хДпк/Дск), където:

βе – стойност на лостовия β коефициент;
β – стойност на безлостовия β коефициент;
$Д_{СК}$ – делът на собствения капитал в общия капитал, %;
ДС – корпоративният данък по ЗКПО, %;
$Д_{ПК}$ – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

3.3. Пазарна рискова премия

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисково пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,72% 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 рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ. Aswath Damodaran препоръчва стойност от 1,55% за България.

$НВ_{СК}$ = Безрискова премия + βе * Пазарна рискова премия
$НВ_{ПК}$ = Безрискова премия + Рейтингов корпоративен спред
НВ = Дск*НВск/(1-ДС) + Дпк*НВпк

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. При прогнозни режими на работа, които са немотивирано занижени или завишени като количества, в сравнение с отчетените такива през 2020 г. и с оглед на реалния топлинен товар, прогнозните производствени показатели са приведени до отчетените или коригирани частично в съответствие с тенденцията и реалните възможности за промяна.

5. Количествата на гориво за инсталациите за комбинирано производство са коригирани в съответствие с постигнатата през 2020 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 2020 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 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 2020 г., периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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.

Предвид текущото запазване на действащата цена на лигнитните въглища на „Мини Марица изток" ЕАД за доставка на лигнитни въглища на централите от комплекса, както и анализ на текущите икономически условия в страната, е прието за икономически обосновано разходите на дружествата за покупка на въглища, доставяни от местните български мини, да бъдат изчислени по цени, не по-високи от отчетените на тон условно гориво.

Цената на биомасата се запазва на нива, не по-високи от отчетените на тон условно гориво стойности, с изключение на случаите на представени аргументирани обосновки, придружени с доказващи ги разходни документи, в случай на промяна.

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 (ДВ, бр. 47 от 2020 г., в сила от 22.05.2020 г.) и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ (ДВ, бр. 47 от 2020 г., в сила от 22.05.2020 г.), 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, предшестващ периода, за който се отнася петролната компонента, като са отчетени последните тенденции на покачване на тези цени:

Газпром

	Мярка	Трето тримесечие 2021 г.	Четвърто тримесечие 2021 г.	Първо тримесечие 2022 г.	Второ тримесечие 2022 г.
Газьол със съдържание на сяра 1%	USD/t	448,97	499,93	510,74	512,48
Мазут със съдържание на сяра 0,1%	USD/t	376,28	420,29	429,16	430,62

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 са следните:

	Мярка	Трето тримесечие 2021 г.	Четвърто тримесечие 2021 г.	Първо тримесечие 2022 г.	Второ тримесечие 2022 г.
TTF фючърси	€/MWh	19,939	20,844	21,277	17,359

Азербайджан

	Мярка	Трето тримесечие 2021 г.	Четвърто тримесечие 2021 г.	Първо тримесечие 2022 г.	Второ тримесечие 2022 г.
Газьол със съдържание на сяра 1%	USD/t	426,51	488,80	512,06	513,42
Мазут със съдържание на сяра 0,1%	USD/t	356,88	408,92	430,27	431,41

Отчитайки данните за петролната и хъбова компонента при прилагането формулата за изчисление от условията на търговските договори, по който общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, 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:

	Мярка	Трето тримесечие 2020 г.	Четвърто тримесечие 2020 г.	Първо тримесечие 2021 г.	Второ тримесечие 2021 г.	Регулаторен период 01.07.2020 г.- 30.06.2021 г.
Прогнозни цени на природния газ по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ	лв./MWh	38,58	41,32	42,30	37,63	39,96

12. Цената на електрическата енергия без постигнати показатели за високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) е приравнена на определената по-долу прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на **125,07 лв./MWh**.

13. Количествата емисии въглероден диоксид (CO_2) 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. За целите на ценообразуването е приета прогнозна цена на CO_2 квоти за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. в размер **47 евро/t CO_2**, която е действащата спот цена към 22.04.2021 г. на Европейската енергийна борса. Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ са извършени при отчетената средна цена на емисии CO_2 за периода 01.07.2020 г. – 15.04.2021 г. - 30,97 евро/t.

Въз основа на верифицирания доклад на съответното дружество за 2020 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 01.07.2021-30.06.2022 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 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите от **47 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:

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

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

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

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

$Ц^{I}$ - отчетената индивидуална цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена въз основа на отчетените помесечни количества потребен природен газ и постигнатата помесечна цена, като среднопретеглена стойност, към която се добавят отчетените

цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, лв./MWh;

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

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

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

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

t - ценовият период.

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

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

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

$Цп^{I} = 0,5*(Цбг + Цп)$.

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

В съответствие с горните разпоредби за всяко от дружествата 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.

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. За топлофикационни дружества, присъединени към мрежата на „Булгаргаз“ ЕАД и с преобладаваща технология на производство с топлофикационни и противоналегателни турбини: „Топлофикация София“ ЕАД - **0,5023** (стойността на референтната електрическа ефективност)**;**

2. За топлофикационни дружества, присъединени към мрежата на „Булгаргаз“ ЕАД и съответната газоразпределителна мрежа и с преобладаваща технология на производство с газови турбини и газови двигатели: „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация Плевен“ АД, „Топлофикация Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация Враца“ ЕАД, „Топлофикация Разград“ АД, „Юлико Евротрейд“ ЕООД, „Топлофикация ВТ“ АД и „Овергаз мрежи“ АД **- 0,4;**

3. За топлофикационни дружества, работещи с гориво въглища – **0,36;**

4. За дружества с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в промишлеността (заводски централи), в здравеопазването и в селското стопанство независимо от вида на горивото – **индивидуалната стойност на електрическата ефективност за производство на електрическа енергия е от решенията на Комисията за издадените сертификати за произход на енергията и коригирана със загубите по електрическата мрежа и влиянието на климатичните условия, а именно:**

1. „Когрийн“ ООД - 0,4946
2. „Оранжерии Гимел“ АД - 500 дка - 0,4919
3. „Оранжерии Гимел“ АД - 200 дка“ - 0,4914
4. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД - 0,4945
5. „Инертстрой – Калето“ АД - 0,4932
6. „Оранжерии Петров дол“ ООД - 0,4863
7. ЧЗП „Румяна Величкова“ - 0,4952
8. „Алт Ко“ АД - 0,4691
9. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД - 0,2936
10. „Брикел” ЕАД - 0,3927
11. „Солвей Соди“ АД - 0,3927
12. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД - 0,3927
13. „Декотекс“ АД - 0,4889
14. „Енергиен център Зебра“ ЕООД - 0,49
15. „Белла България“ АД - 0,4910
16. Димитър Маджаров - 2“ ЕООД - 0,49
17. „Овердрайв“ АД - 0,4768
18. „МБАЛ-Търговище“ АД - 0,4966
19. „УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД - 0,5737
20. „Нова Пауър“ ЕООД -0,49
21. „Топлофикация Петрич“ ЕАД-0,4970

16. В контекста на чл. 33а от ЗЕ за целите на определянето на 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 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, в съответствие с методиката за определяне на прогнозна пазарна цена, регламентирана в раздел III "а" от глава втора на НРЦЕЕ.

Съгласно чл. 37а от НРЦЕЕ Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

Към настоящия момент не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. На 31.03.2021 г. на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД е проведен един търг за 20 MW, с период на доставка съвпадащ с първата половина на следващия регулаторен период, на който е постигната цена от 111,50 лв./MWh.

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърсните 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 EEX (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 HUDEX .

Фючърсите за българския пазар за трето тримесечие на 2021 г. (Q3 2021) са на нива от 68,51 €/MWh (133,99 лв./MWh), за четвърто тримесечие на 2021 г. (Q4 2021) са на нива от 70,30 €/MWh (137,49 лв./MWh) или за второто полугодие на 2021 г. (H2 2021) цената следва да е около 69,41 €/MWh (135,74 лв./MWh). За първо тримесечие на 2022 г. (Q1 2022) и второ тримесечие на 2022 г. (Q2 2022), т.е. за първото полугодие на 2022 г. (H1 2022) липсват сделки.

Фючърсите за румънския пазар за Q3 2021 са на нива от 68,96 €/MWh (134,87 лв./MWh), за Q4 2021 г. – 71,05 €/MWh (138,96 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,01 €/MWh (136,92 лв./MWh). За първо тримесечие на 2022 г. (Q1 2022) и второ тримесечие на 2022 г. (Q2 2022), т. е. за първото полугодие на 2022 г. (H1 2022) липсват сделки.

Фючърсите за унгарския пазар на EEX за Q3 2021 са на нива от 69,11 €/MWh (135,17 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,30 €/MWh (139,45 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,21 €/MWh (137,31 лв./MWh), за Q1 2022 – 72,06 €/MWh (140,94 лв./MWh), за Q2 2022 – 55,71 €/MWh (108,96 лв./MWh) или за H1 2022 – в размер на 67,05 €/MWh (131,13 лв./MWh).

Фючърсите за същия пазар на HUDEX3 за Q3 2021 са на нива от 69,26 €/MWh (135,46 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,54 €/MWh (139,92 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,40 €/MWh (137,69 лв./MWh), за Q1 2022 – 71,55 €/MWh (139,94 лв./MWh), за Q2 2022 – 58,67 €/MWh (114,75 лв./MWh) или за H1 2022 – в размер на 65,11 €/MWh (127,34 лв./MWh).

Видно от горните данни, постигнатите цени за отделните тримесечия са изключително близки и съпоставими, като средните цени за второ полугодие на 2021 г. и първо полугодие на 2022 г. са на нива около 65-67 €/MWh. Анализ на постигнатите цени от началото на 2021 г. на регионалните пазари показва, че на платформата „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД средната цена е в диапазона от около 2-3 €/MWh по-ниска от тази на унгарския пазар, т. е. следва да е на нива около 63-64 €/MWh.

Основните движещи фактори за покачването на цените на европейските, съответно регионалните борси, са икономическото възстановяване на Европейския съюз след пандемията от COVID-19, обуславящо ръста на финансовите пазари и покачването на цените на емисиите CO_2. Съвкупното влияние на тези два фактора се прехвърля освен върху спотовите пазари и върху останалите сегменти, тъй като пазарите са свързани. 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. Европейската система за търговия с емисии (ETS) е инструмент, създаден за стимулиране на декарбонизацията на икономиката, което предполага, че цените следва да са достатъчно високи, за да компенсират преминаването от въглища към зелена икономика. Това е предпоставка ръстът на цените на емисиите CO_2 да продължи, тъй като според повечето анализатори за постигане на целта от 55% намаление на емисиите от ЕС, цените на квотите следва да се повишат до 80 €/тон. Следва, обаче, да се отчете и спекулативният елемент в резкия ръст на ETS пазара. Все по-голям дял в търговията с въглеродни емисии придобиват финансови дружества, в т. ч. и водещи инвестиционни банки, като Goldman Sachs и Morgan Stanley, както и големи хедж фондове. През последната година делът на инвестиционните фондове,

притежаващи фючърси, е нараснал почти два пъти, което тясно корелира с последните промени в цените. Инвеститорите диверсифицират портфейлите си с ETS фючърси предвид политическата подкрепа към този инструмент и възможностите на ЕК за намеса на този пазар чрез ограничаване на предлагането. Но следва да се отчете и фактът, че европейската търговия с емисии е политически проект, от който инвеститорите сравнително бързо могат да пренасочат инвестициите си при бичи растеж на капиталовите пазари. В тази връзка може да се направи извод, че пазарите са отчели в цените на фючърсите горните фактори, но отчитайки спекулативния елемент през последната година и прилагайки консервативен подход, прогнозната пазарна цена за следващия регулаторен период следва да се редуцира с допълнителни 3-4 €/MWh до около 60 €/MWh или 119 лв./MWh.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. е определена в размер на 119,00 лв./MWh.

Съгласно чл. 37б, ал. 1 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 от съответната група по ал. 2 на пазара ден напред за предходната календарна година. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи е обосновано да бъдат използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-29 от 15.04.2020 г. от „Енергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2019 г. – 31.12.2019 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 2019 г., 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 2019 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2019 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 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 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“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ АД, „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	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	80,76 лв./MWh
3	Групов коефициент Кс (р.2/р.1)	1,05104
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	125,07 лв./MWh

Въз основа на извършените анализи и симулации прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е в размер на 125,07 лв./MWh.

I. РЕГУЛАТОРЕН ПРЕГЛЕД И ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИ НА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“ ПРИ ПРИЛАГАНЕ НА МЕТОД „НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА”:

1. „Топлофикация София“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-01-16 от 07.04.2021 г. „Топлофикация София“ ЕАД е подало 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 не е приложена информация по I.8 от Писмото и справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2020 г.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 94,32 лв./MWh
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 222,42 лв./MWh
3. 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 – 91,49 лв./MWh

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на природен газ – 362,90 лв./knm^3;
- цена на мазут – 546,09 лв./t;
- цена на газьол – 2 025,28 лв./t.

Обосновка на прогнозните технико-икономически и финансови ценообразуващи елементи за регулаторен период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.:

Отчетни данни:

- ***Производство на топлинна енергия***

Производствената програма на дружеството за 2021 г. е изготвена при съблюдаване на тенденциите в потреблението на топлинна енергия през последните няколко години, като изпълнението ѝ е резултат от индивидуалното поведение на потребителите при консумиране на топлинната енергия, както и влиянието на климатичните фактори. Топлинната енергия за разпределение, консумирана от клиентите през базовата 2020 г. е в размер на 3 694 785 MWh и е с 5,4% повече спрямо заложените продажби през предходния ценови период.

През 2020 г. технологичните разходи по преноса са увеличени спрямо планираните и възлизат на 880 533 MWh, като увеличението от около 2,6% се дължи на технологичните разходи от изтичане на топлоносител, технологичните разходи от топлообмен на топлопреносната мрежа (ТПМ) и технологичните разходи от топлообмен на абонатните станции (АС).

Отпуснатата топлинна енергия от топлоизточниците следва климатичните условия, респективно консумацията на потребителите и нивото на технологичните разходи по преноса.

През отчетната 2020 г. в „Топлофикация София“ ЕАД са произведени 4 658 401 MWh топлинна енергия с топлоносител гореща вода за отопление и битово горещо водоснабдяване, което е с 4,8% повече от планираното. Причина за по-високото производство и съответно продажба на топлинна енергия са климатичните фактори, определящи потреблението на топлинна енергия.

- ***Производство на електрическа енергия***

През 2020 г. са произведени 959 591 MWh електрическа енергия, което е с 0,6% повече от прогнозираните в предходния ценови модел.

- ***Специфичен разход на условно гориво***

Не се наблюдава съществено изменение на отчетените специфичните разходи на условно гориво за производство на електрическа и топлинна енергия спрямо отчетените през предходните години. Те зависят от техническото състояние на съоръженията и комбинацията на работещите основни и спомагателни съоръжения за разгледания период.

Прогнозни данни:

Продажба на топлинна енергия

При определяне прогнозните количества на продажбите са анализирани климатичните фактори и тенденциите на пазара на топлинна енергия по отношение на: брой консуматори, присъединен топлинен товар, потребление на топлинна енергия за отопление и битово горещо водоснабдяване, поведение на клиентите. Взети са предвид и необходимите дейности за ремонт и инвестиции, които се отразяват на възможността за работа на основните съоръжения за производство и пренос на енергия.

Прогнозните продажби на топлинна енергия за новия ценови период са 3 760 034 MWh съответно 0,6% по-големи от тези през 2020 г., което се дължи на следните предпоставки:

- *Въпреки нарастващия брой клиенти, продадената топлинна енергия нараства с по-малки стойности, поради мерките за енергийна ефективност, предприети при крайните клиенти.*
- *Климатичният фактор оказва основно влияние върху количествата продадена топлинна енергия – Денградусите през 2020 г. са 2 542,3. Това е с около 12,33% по-малко от изчислителните денградуси за град София съответно 2 900. Графично е илюстрирано изменението им по години и месеци. Продължителността на отоплителния сезон е приета 183 дни.*

Производствена програма за периода 01.07.2021 г. ÷ 30.06.2022 г.

Произведената електрическа енергия в двете топлоелектрически централи ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „София Изток“ е определено на база очакваната прогнозна продажба на топлинна енергия, отчитайки технологичните разходи и топлинната енергия за собствени нужди. Прогнозното производство на топлинна енергия за всички топлинни източници е прогнозирано на база реални данни от последните години.

Производство на топлинна енергия

Прогнозираното произведено количество топлинна енергия през новия ценови период е определено в размер на 4 733 701 MWh, което е с 1,6% по-голямо от произведеното през базовата 2020 г., по този начин се отчита очакваното увеличение на присъединен топлинен товар и очаквано изменение на климатичните фактори през следващия период.

- ***технологични разходи при преноса на топлинната енергия*** *– относителният дял на прогнозните технологични разходи при преноса на топлинна енергия спрямо отпуснатата топлинна енергия е 19,02%. Относителният дял през базовата година е съответно 19,25%, като за новия ценови период е с 0,23% по-малък.*
- *В таблицата по-долу е представена промяната в относителните дялове на технологичните разходи по преноса по видове и продадената топлинна енергия за последните три години и за новия ценови период от общата отпусната топлинна енергия от топлоизточниците;*

	2018	*2019*	*2020*	*2021 – 2022 Ценови период*
Пропуски	*4,71 %*	*5,41 %*	*5,42 %*	*4,19 %*
Топлоотдаване в АС	*0,86 %*	*0,93 %*	*0,90 %*	*0,87 %*
Топлоотдаване в ТПМ	*13,65 %*	*14,53 %*	*13,83 %*	*13,95 %*
Продадена ТЕ и с. н.	*80,78 %*	*79,13 %*	*79,85 %*	*80,99%*

Делът на технологичните разходи на топлинна енергия в АС е прогнозиран в размер на 0,87% от отпуснатата топлинна енергия, близък до средния за периода от последните три години. Прогнозният дял на загубите се запазва, отчитайки също ефекта на подмяна на старите АС на небитовите потребители. Запазва се делът на загубите от топлоотдаване в топлопреносната мрежа и делът на загубите от изтичане. Прогнозните стойности по видове технологични разходи са определени както следва:

- *194 629 MWh от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа;*
- *647 794 MWh за топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях;*
- *40 505 MWh за топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.*

Собствени нужди на топлинна енергия на инсталациите за производство

Прогнозираната топлинна енергия за собствени нужди е в размер на 90 739 MWh, което представлява около 1,92% от брутната произведена топлинна енергия. Относителният им дял е прогнозиран приблизително съответстващ на базовата година.

	2018 г.	***2019 г.***	***2020 г.***	***2021 – 2022 г. ценови период***
Собствени нужди	*1,58 %*	*1,74 %*	*1,78 %*	*1,92 %*
Технологични разходи	*19,22 %*	*20,51 %*	*19,25 %*	*19,02 %*
Продадена ТЕ	*79,2 %*	*77,75 %*	*78,97 %*	*79,06%*

През новия ценови период, в сравнение с базовата година, е планирано увеличение на продадената топлинна енергия с 1,77%, и съответно увеличение на произведената топлинна енергия с 1,61%. Най-голяма роля за промяната на продадената топлинна енергия има присъединяването на нови клиенти и влиянието на климатичните фактори върху консумацията.

Производство и продажба на електрическа енергия

За новия ценови период се предвижда производството на електрическа енергия да бъде в размер 964 036 MWh, която ще бъде изцяло произведена по високоефективен комбиниран начин за производство на електрическа и топлинна енергия, в съответствие с Наредба РД 16-267 на Министъра на енергетиката. Това количество е с 0,46% повече спрямо произведеното през 2020 г. в размер на 959 591 MWh.

Планираната за реализация енергия е 794 176 MWh, което представлява увеличение с 0,44% спрямо отчетената през 2020 г. в размер на 790 660 MWh. Прогнозната стойност е прогнозирана на база с очаквания топлинен товар, обезпечаващ електропроизводството, влиянието върху него на климатичните фактори и промяната на потреблението, вследствие присъединяване на нови потребители, промяна на топлинните характеристики на сградния фонд.

Топлинни мощности

При прогнозирането на очакваните топлинни мощности са използвани максималните топлинни товари, постигнати на изхода на централите през последните три години.

Горива за производство

Необходимото гориво за производство през новия ценови период възлиза на 684 385,248 knm^3 природен газ. Количествата са формирани 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.

Коефициентът на ефективност на производството на електрическа енергия е приет 0,5022 в съответствие с определения в Решение № Ц-28 от 1.07.2020 г. на КЕВР за „Топлофикация София“ ЕАД.

Енергийна ефективност

Общата прогнозна ефективност на дружеството за новия ценови период при комбинираното производство е 82,58%, която е с около 1,93% по-ниска спрямо постигнатата през базовата година. Прогнозната стойност е определена, като представителна за разгледан по-дълъг период.

Специфични разходи на условно гориво

Планираните специфични разходи на условно гориво за новия ценови период са, както следва: специфичен разход на условно гориво за топлинна енергия – 133,34 kg/MWh, формиран за дружеството и специфичен разход на условно гориво за производството на електрическа енергия в двете ТЕЦ – 190,02 g/kWh. Специфичните разходи на условно гориво зависят в най-голяма степен от подбора, вида и състоянието на съоръженията в работа и режимите, в които се експлоатират избраните съоръжения.

Купена електрическа енергия

Количеството закупена електрическа енергия е планирана, като се запазва нивото на средната консумация за петгодишен период. Основната причина е, че купената електрическа енергия е в пряка връзка с дебитите на топлоносител в топлопреносната мрежа и

вътрешните инсталации за отопление на битовите потребители, които са в пряка връзка с климатичните условия през отоплителния сезон. Планирането е направено на база приетата прогнозна продължителност на отоплителния сезон от 174 дни.

1. Признати годишни разходи за дейността за регулаторен период от 01.07.2021 – 30.06.2022 г.

Планирането на разходите е извършено в контекста на цялостна оптимизация на разходната част на дружеството, като в общия случай стойностите са планирани на нивото на отчетените през 2020 г. Завишение е допускано при наличието на обективни причини като: покачване на цени на суровини и материали, изпълнение на нормативни изисквания, промяна в договорни отношения с доставчици на стоки и услуги и др.

1.1. Условно постоянни разходи

Общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за регулаторния период е 133 616 хил. лв. или с около 3% повече спрямо отчетения през 2020 г.

Подробна информация за основните разходи и обосновка на факторите, водещи до изменението им спрямо базисния период:

Разходи за амортизация

Амортизационните отчисления на дълготрайните активи се изчисляват в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. Дружеството начислява амортизации на дълготрайни материални и нематериални активи с изключение на природни ресурси; неупотребявани в дейността 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 всеки амортизируем актив или група активи се утвърждава амортизационен план, който е база за изготвяне на обобщен амортизационен план на дружеството, като се прилага линеен метод на амортизация.

Разходите за амортизация за новия ценови период са на стойност 30 310 хил. лв., планирани при симулирана амортизация за едногодишен период на база отчета за 2020 г. Разходите за амортизация се разпределят 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, 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“ 70,1% за топлинна енергия и 29,9% за електрическа, а за ТЕЦ „София Изток“ – 64,7% за топлинна енергия и 35,3% за електрическа енергия. Разходите за амортизация на активи, обслужващи административната работа на дружеството, се разпределят между производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия на база начислените разходи за работни заплати в съответните производствени структурни звена.

Разходи за ремонт

Планирането на разходите за ремонти за периода 2021 - 2022 г. е извършено след подробна и задълбочена оценка на неотложните ремонтни операции в топлоизточниците и топлопреносната мрежа, необходими за осигуряване на надеждност на системата, качествено топлоснабдяване, повишаване ефективността на производство, подобряване качеството на предоставяните услуги и подобряване дейностите по опазване на околната среда. Включените ремонтни мероприятия са подбрани след обстоен преглед и приоритизация на най-належащите ремонти в четирите топлорайона, като подборът е извършен на база критерии като: предотвратяване на аварии; неотложна технологична необходимост; влияние върху технико-икономическите показатели; безопасност и сигурност; оптимизация на технологичните процеси; перспективи за бъдещо развитие и др.

Прогнозните разходи за ремонт за новия ценови период са на стойност 5 064 хил. лв. и формират 1,0% от предложените годишни разходи за дейността по лицензията за новия ценови период. Включват предвидените ремонтни дейности на съоръжения в топлоизочниците, топлопреносната мрежа, сгради и съоръжения, обслужващи

лицензионните дейности. В разходите за ремонт не са включени разходи с инвестиционен характер, както и разходи за ремонт на активи, които са извън лицензионната дейност на дружеството. Разпределението на разходите за ремонт в справка № 1 „Разходи“ е следното:

Общо предвидените средства за ремонт в производството са в размер на 3 057 хил. лв., разпределени както следва:

- 1 448 хил. лв. са предвидените разходи за ремонт, отнесени към топлинната енергия. Те включват предвидените ремонти в централите, произвеждащи само топлинна енергия на стойност 690 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 758 хил. лв.;

- 226 хил. лв. са разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, определени на база предвидените разходи за ремонт в двете централи с комбинирано производство и делът на ДМА за производство на електрическа енергия в Справка „РБА“;

- разходите за ремонт, отнесени и за двата продукта са на стойност 1 383 хил. лв., получени спрямо дела на ДМА за комбинирано производство;

Планираните разходи за ремонт в преноса са на стойност 2 007 хил. лв. Средствата са предвидени за ремонти на главни стебла, отклонения, мрежи, камери, помпени и абонатни станции в четирите топлорайона, както и дейности като: почистване и отпушване на отводнителни канализации на проходими колектори; отводняване на камери (стационарни и преносими); възстановяване на улични настилки след аварийни пробиви; възстановяване на топлоизолация след аварийни пробиви по топлопроводи и АС; възстановяване на топлинна изолация на камери и проходими колектори; отстраняване на растителност по сервитут на ТПМ; ремонт на АС; ремонт на топломери, водомери и терминали; ремонт на съоръжения на помпени станции и др.

Представени са подробни справки по топлорайони за изпълнените и планираните разходи за ремонт за регулирана дейност, представени по позиции и стойности. В така представените разходи не фигурират разходи с инвестиционен характер.

Разходи за заплати, възнаграждения и осигуровки

Общият размер на планираните за новия регулаторен период са на стойност 76 632 хил. лв., от които 52 474 хил. лв. за заплати и възнаграждения и 24 158 хил. лв. за осигурителни вноски и социални разходи.

Като част от цялостната политика по управление на човешките ресурси и в съответствие с препоръките от КЕВР в последните решенията за утвърждаване на цени, през 2020 г. беше реализирана значителна оптимизация на персонала в дружеството, в резултат на която през годината общата численост на заетите беше намалена със 121 души (-5,1%) спрямо 2019 г., а щатните бройки намаляват със 152 броя. (-6,1%).

Същевременно дружеството изпитва все по-големи затруднения за намиране на квалифицирани специалисти с техническо образование, като в тази насока, освен задължителното предлагане на по-конкурентни възнаграждения, се работи в сътрудничество със средните и висши учебни заведения за осигуряване на квалифицирани кадри в бъдеще. Към 31.12.2020 г. средната брутна работна заплата в дружеството е 1 710 лв., докато по данни на НСИ средната брутна заплата в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“ за 2020 г. е 2 107 лв. или с близо 23% по-висока.

През последните години ръководството прилага целенасочена политиката по човешките ресурси, която е комбинация от постоянно търсене на възможности за оптимизация на персонала чрез модернизация на бизнес процесите, като същевременно се осъществява устойчиво и плавно нарастване на възнагражденията, за да бъде компанията привлекателно работно място за квалифицирани млади специалисти.

Анализът показва, че през последните три регулаторни периода признатите разходи за персонал са с 30 217 хил. лв. по-малко спрямо реално отчетените от дружеството за последните три календарни години.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Общият размер на планираните разходи, пряко свързани с регулираната дейност е 22 134 хил. лв., като планирането им е извършено в контекста на цялостна оптимизация на разходната част, в резултат на което се предвижда намаление с 3,7% спрямо отчетените през 2020 г. В състава им, съгласно указанията на Комисията, не са включени разходите за

вноски във фонд „Сигурност на електроенергийната система“, финансови разходи, както и такива, които не са свързани с регулираните дейности на дружеството.

1.2.Променливи разходи

Променливите разходи на дружеството за новия ценови период са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на съоръженията, както и от цените на горивата за производство, емисиите и останалите суровини. Общият размер на променливите разходи е 376 549 хил. лв.

Разходите за природен газ са на стойност 248 361 хил. лв. и представляват 49% от прогнозните признати разходи за дейността по лицензиите. Изчислени са при среднопретеглена цена от 34,49 лв./MWh (362,90 лв./knm^3), в т.ч.:

- 31,76 лв./MWh (334,12 лв./knm³) – прогнозна индивидуална цена за дружеството съгласно Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г., съгласно указанията на КЕВР в Писмото;

- 0,65 лв./MWh (6,83 лв./knm³) - цена за пренос през газопреносната мрежа собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газовата година 01.10.2020 г. - 30.09.2021 г.;

- 2,09 лв./MWh (21,95 лв./knm³) - среднопретеглена цена за достъп, изчислена спрямо прогнозните количества годишен, тримесечен, месечен и дневен капацитетен продукт.

Разходът за акциз на природния газ възлиза на 10 339 хил. лв., изчислени при акцизна топлина на горивото от 17 231 528 GJ и акцизна ставка в размер на 0,6 лв./GJ.

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид за новия регулаторен период са прогнозирани в размер на 101 627 хил. лв. Изчислението им е извършено съгласно указанията на Комисията, при цена 40,00 евро/t 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 2020 г. - 55,5390 t CO_2/TJ. Общото прогнозно количество генерирани емисии от инсталациите на дружеството е в размер на 1 299 028 t. Дружеството е приложило подробна справка за прогнозните количества генерирани емисии за новия ценови период и попълнени формуляри за докладване на годишните емисии за всяка от инсталациите.

За новия ценовия период „Топлофикация София“ ЕАД не разполага с безплатни квоти за разпределение. При регулаторния преглед за определяне на цените за периода 01.07.2019 – 30.06.2020 г. КЕВР е приспаднала пълния размер на безплатните квоти, полагащи се на дружеството по Европейската схема за търговия е емисии (ЕСТЕ) за 2019 и 2020 г., съответно 388 577 t и 307 650 t, както и безплатните квоти, полагащи се по Националния план за инвестиции (НПИ) за 2019 г. в размер на 25 815 t, с което е бил изчерпан пълният размер на полагащите се безплатни квоти на дружеството за третия период на ЕСТЕ.

Разходите за вода, за закупена електрическа енергия и консумативи са планирани изцяло на нивото на отчетените през базисния период и спрямо производствените нужди, съответстващи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия.

2. Регулаторната база на активите (РБА)

РБА за периода новия ценови период е в размер на 401 799 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 2020 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, АС, измервателни устройства и др.)

В съответствие с Указания-НВ, за регулаторния период в стойността на дълготрайните активи не е включена извършената преоценката на ДМА към 31.12.2019 г. 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 53 693 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 59 982 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 съответната енергия / метод на производство. Разпределението между производство и пренос е извършено като 1/8 от признатите разходи с приспадната амортизация за съответната дейност.

3. Норма на възвращаемост

Общата норма на възвръщаемост на капитала за ценови период 2021 - 2022 г. е изчислена съгласно Указания-НВ в размер на 5,25%, преди данъци като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2020 г. Съгласно разпоредбите на т. 34 от Указания-НВ в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат. Използвана примерна норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 5%, равна на утвърдената от Комисията за последния регулаторен период. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е формирана от лихвата по сключения през 2020 г. договор за заем с „Българска банка за развитие“ АД.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 1,90% по-високи от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 6,28% по-ниски от прогнозираните.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 30,83% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), основно от увеличените разходи, пряко свързани с регулираната дейност по ЗЕ, с 44,73% и разходите заплати и възнаграждения с 35,64%.

През следващия регулаторен период дружеството предвижда намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 23,62%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димения	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 - Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	4 669 394	4 575 318	4 417 567	4 642 962	225 395	5,10%	-26 432	-0,57%
1.1.	гореща вода	MWh	4 669 394	4 575 318	4 417 567	4 642 962	225 395	5,10%	-26 432	-0,57%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	81 750	83 083	79 468	90 739	11 271	14,18%	8 989	11,00%
2.1.	гореща вода	MWh	6 423	6 388	6 288	12 735	6 447	102,53%	6 313	98,29%
2.2.	пара	MWh	75 328	76 695	73 180	78 004	4 824	6,59%	2 676	3,55%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,72%	1,78%	1,77%	1,92%	0	8,47%	0	11,40%
3.1.	гореща вода	%	0,14%	0,14%	0,14%	0,27%	0	92,44%	0	99,15%
3.2.	пара	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	4 751 145	4 658 401	4 497 035	4 733 701	236 666	5,26%	-17 443	-0,37%
4.1.	гореща вода	MWh	4 675 817	4 581 706	4 423 855	4 655 697	231 842	5,24%	-20 120	-0,43%
4.2.	пара	MWh	75 328	76 695	73 180	78 004	4 824	6,59%	2 676	3,55%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	1 761 682	1 687 932	1 527 716	1 970 661	442 945	28,99%	208 980	11,86%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh	12 198	24 751	25 378	30 368	4 990	19,66%	18 170	148,96%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	953 780	959 591	977 657	964 036	-13 621	-1,39%	10 256	1,08%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	160 555	168 931	168 109	169 860	1 751	1,04%	9 305	5,80%
		%	16,83%	17,60%	17,20%	17,62%	0	2,47%	0	4,67%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	793 225	790 660	809 547	794 176	-15 371	-1,90%	951	0,12%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	793 225	790 660	809 547	794 176	-15 371	-1,90%	951	0,12%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	6 312 289	6 345 205	6 224 213	6 530 320	306 107	4,92%	218 031	3,45%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	4 439 175	4 552 330	4 489 668	4 403 318	-86 350	-1,92%	-35 857	-0,81%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	1 873 113	1 792 875	1 734 545	2 127 002	392 457	22,63%	253 888	13,55%
9	ОБЩА ефективност	%	86,71%	83,96%	85,58%	81,89%	0	-4,31%	0	-5,56%
10	Топлинна ефективност	%	65,23%	62,88%	63,80%	60,00%	0	-5,96%	0	-8,01%
11	Електрическа ефективност	%	21,49%	21,08%	21,78%	21,89%	0	0,54%	0	1,90%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	94,70%	95,53%	89,54%	94,08%	0	5,07%	0	-0,66%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	203	201	195	190	-5	-2,72%	-13	-6,58%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	126	123	126	129	4	2,97%	4	2,87%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	3 787 998	3 694 785	3 537 995	3 760 034	222 038	6,28%	-27 964	-0,74%
10.1.	гореща вода	MWh	3 787 998	3 694 785	3 537 995	3 760 034	222 038	6,28%	-27 964	-0,74%
10.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	881 396	880 533	879 572	882 928	3 356	0,38%	1 532	0,17%
		%	18,88%	19,25%	19,91%	19,02%	0	-4,49%	0	0,74%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	881 396	880 533	879 572	882 928	3 356	0,38%	1 532	0,17%
		%	18,88%	19,25%	19,91%	19,02%	0	-4,49%	0	0,74%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	102 532	130 838	130 373	134 141	3 767	2,89%	31 609	30,83%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	25 403	31 308	30 814	30 310	-504	-1,63%	4 907	19,32%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	4 002	5 522	5 256	5 064	-192	-3,66%	1 062	26,54%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	38 687	48 003	49 967	52 474	2 507	5,02%	13 787	35,64%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	19 147	23 026	22 104	24 158	2 055	9,30%	5 011	26,17%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	9 262	11 161	11 636	12 172	536	4,61%	2 910	31,41%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	9 885	11 865	10 468	11 987	1 519	14,51%	2 102	21,26%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	15 293	22 979	22 232	22 134	-98	-0,44%	6 841	44,73%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	14 702	16 132	15 822	15 833	12	0,07%	1 131	7,69%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	363,86	337,12	334,14	362,90	29	8,61%	-1	-0,26%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	4 002	5 522	5 256	5 064	-192	-3,66%	1 062	26,54%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 254	1 824	1 878	3 057	1 179	62,80%	1 803	143,78%
I.2.	по преноса	хил. лв.	2 748	3 697	3 379	2 007	-1 372	-40,60%	-741	-26,97%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	159 821	20 727	49 382	122 077	72 695	147,21%	-37 744	-23,62%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	113 208	8 805	30 212	91 064	60 852	201,42%	-22 144	-19,56%
II.2.	по преноса	хил. лв.	46 613	11 923	19 170	31 013	11 843	61,78%	-15 600	-33,47%

На дружеството не е извършен финансов анализ, тъй като не е представило годишен финансов отчет за 2020 г. и справки относно прилагането на ЕССО за целите на регулирането.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 16 251 хил. лв. на 10 496 хил. лв. или с 5 755 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 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. при отчетена стойност на разхода в размер на 48 003 хил. лв. в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

При регулаторния преглед за определяне на цени за периода 01.07.2020 г.-30.06.2021 г. разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 46 712 хил. лв. на 35 525 хил. лв. или с 11 187 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2019 г. в размер на 32 296 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход и съответното повишение на средната работна заплата в страната. Корекцията на този разход от страна на регулатора цели преструктуриране и оптимизиране на разходите за персонал.

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 24 158 хил. лв. на 18 408 хил. лв. или с 5 750 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 1 199,73 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 101 627 хил. лв. на 117 126 хил. лв. или с 15 499 хил. лв., като необходимите количества, предложени за утвърждаване от дружеството през новия ценови период в размер на 1 274 160 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 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 2020 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 01.07.2021 г. - 30.06.2022 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:

Данните са показани в следващата таблица:

Показател	Димензия	природен газ	мазут	газьол	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	55,5455	77,4000	74,1000	63,1000	
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	34,2400	40,0000	41,9860	46,0000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	

Тф София	669 835,00	0,00	69,41	0,00	
емитирани CO_2, t	1 273 944,1	0,0	215,9	0,0	**1 274 160,1**

Прогнозни емисии CO_2 – 1 274 160 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 91,92 лв./t **X** 1 274 160 т **= 117 126 хил. лв.**

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: **669 835 knm^3 природен газ** и **69,41 t газьол**.

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 5,25% на 4,25% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран от 461 530 knm^3 на 450 980 knm^3 с 10 550 knm^3, в резултат от корекция на общата ефективност от 82,58% на 84,51% до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия нивата на отчетените стойности през изминалия ценови период, в съответствие с т. 5 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 882 928 MWh (17,93%) на 522 928 MWh (11,26%) или с 360 000 MWh до достигане на стойността на вече постигани от дружеството 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:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,97 лв./MWh;

3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 3,34+0,63 =3,97 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ - 44,94 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	251 384	242 259	253 138	387 996	828 577	980 595	1 129 706	924 226	876 569	470 204	292 135	267 446	**6 904 236**
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	**31,72**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	31,76	31,76	31,76	**27,73**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	998,00	1 065,94	154,41	2 064,14	1 516,30	2 294,59	8 099,99	3 428,88	4 786,07	1 093,23	18,99	780,94	**26 301**
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**	**28,09**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,43	-5,95	-0,24	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,48	34,74	31,88	**27,91**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	t	**1 247 116**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-11 186,63**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **15 114,84**

Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 238,85 MW.

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) – 227,29 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 102,22 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 93,79 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 – 90,97 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 566 924 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 549 592 хил. лв., от които условно-постоянни – 128 846 хил. лв. и променливи – 420 746 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 407 446 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,25%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 794 176 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 4 120 034 MWh

<u>2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив</u>

С писмо с вх. № Е-14-49-4 от 31.03.2021 г. дружеството е подало 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. Допълнително е представено следното:

1. 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 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.;
2. Копие на Удостоверение за актуално състояние на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД към 04.01.2021 г.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 107,81 лв./MWh;
- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ – 106,81 лв./MWh;
- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ - 106,81 лв./MWh;
- Преференциална цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин – 192,96 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ - 358,16 лв./knm^3, без ДДС.

Обосновката на дружеството на всички ценообразуващи параметри е следната:

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

Планирането на количествата топлинна енергия е извършено на база очакваната реализация, очакваните технологични разходи по преноса ѝ, във връзка с отчетената температура на въздуха за гр. Пловдив и тенденцията в потреблението през последните години.

Прогнозираните количества на отпуснатата топлинна енергия към топлопреносната

мрежа са в размер на 316 675 MWh.

Продажбите на топлинна енергия през 2020 г. са по-малки от очакваните поради:

- *извънредната обстановка, в която държавата се намира от м. март 2020 г. до настоящия момент поради обявена пандемия;*
- *намалялата икономическа активност заради наложени със заповеди на Министъра на здравеопазването временни частични или пълни забрани за функционирането бюджетни и небитови клиенти;*
- *проведени ремонтни дейности по топлопреносната мрежа, наложили временно изключване на клиенти*

Въпреки икономическите затруднения, за гр. Пловдив се запазва тенденцията новопостроените и новоприсъединени сгради да се изпълняват според съвременните норми за енергийна ефективност, което е причина да се очаква, че делът на централизирано топлоснабдените топлизолирани сгради ще нараства.

Въз основа на направения анализ, вследствие активната комуникация с клиентите и провежданите кампании за повишаване доверието към услугата „централизирано топлоснабдяване“, предлагането на услугата охлаждане през летния период и присъединяване към топлопреносната мрежа на нови клиенти, водещи до увеличаване на броя на клиентите на топлина енергия спрямо минали периоди, към настоящия етап има основание да се очаква нарастване на реализацията на топлинна енергия за следващия ценови период.

2. Прогноза на собственото потребление на топлинна енергия в топлоизточниците за ценовия период.

През 2020 г. отчетената топлинната енергия за собствени нужди е 17 698 MWh.

За ценовия период топлинната енергия за собствени нужди е планирана в размер на 10 580 MWh.

Спрямо 2020 г. планираните собствени нужди са по-малко със 7 118 MWh въз основа на предвиденото натоварване основно на инсталация Когенерация.

От началото на новия отоплителен сезон се планира върховият топлинен товар да се покрива само с новите водогрейни котли.

Не се предвижда използване на енергиен котел № 3 в ТЕЦ „Север“, вследствие на което потреблението на пара за собствени нужди значително се редуцира.

Като базова инсталация ще се използва Когенерацията.

За ценовия период не се предвижда продължителен престой на инсталация Когенерация. В случай на необходимост като резервен топлоизточник ще се използват водогрейните котли или ЕК3.

Общата продължителност на работа на водогрейните котли се очаква да бъде 2 730 h.

Прогнозата за очакваното собствено потребление на топлинна енергия на топлоизточниците за ценовия период е разработена 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.

3. Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи

За определянето на количествата топлинната енергия за технологични разходи по преноса е направен анализ на изменението на реалните отчетени стойности за последните 7 ценови години. Резултатите от него е представено в графичен вид - отчетените стойности на технологичните разходи на топлинна енергия за пренос за ценовите години, като сума от:

изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа, в абонатни станции и от топлоотдаване на топлопроводите и съоръженията към тях; дължина на топлопреносната мрежа на ЕВН ТР и общ брой работещи абонатни станции (АС) към края на всяка календарна година; изменението през ценовите години на реално постигнатите относителни дялове на технологичните разходи за пренос на топлинна енергия спрямо утвърдените от КЕВР размери. Видна е тенденция за увеличаването на реално постигнатите технологични разходи.

Всички АС, които са част от топлопреносната мрежа на дружеството, са

рехабилитирани през периода от 2001 г. до 2002 г. Изцяло е заменено регулирането им, а на 70 % остарелите подгреватели за отопление и горещо водоснабдяване и елеваторите са заменени с пластинчати подгреватели. След 2006 г. поетапно се подменят останалите кожухотръбни подгреватели с пластинчати. През периода от 2006 г. до 2008 г. всички АС с кожухотръбни подгреватели са напълно изолирани. Новоизграждащите се АС са от съвременен тип.

За предстоящия ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. технологичните разходи в АС са прогнозирани в размер на 8 920 MWh и съответстват на достигнатото им ниво през 2020 г.

Технологичните разходи на топлинна енергия от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа - гореща вода и топлоносител, са в пряка зависимост от техническото състояние на топлопреносната мрежа. Тенденцията е към увеличение на загубите на топлинна енергия, поради влошаване на физически и технологични характеристики на стареещата топлопреносна мрежа на ЕВН ТР.

В периода от 2014 г. до 2020г. рехабилитираните и новопостроените топлопреносни трасета са с обща дължина от 16,5 km, което представлява едва 8.9% от общата дължина на мрежата към 2020 г. – 184 km.

В резултат на анализа, за ценовия период е прието, че загубите на топлинна енергия от подпитка ще са в размер на 16 175 MWh.

Технологични разходи на топлинна енергия от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях се променят незначително поради:

- ✓ *новоизградените участъци са с много малък относителен дял;*
- ✓ *рехабилитационните дейности по тръбопроводите на топлопреносната мрежа са също са с много малък обем;*
- ✓ *независимо от топлоизточника, режимът на работа се определя от необходимостта да се доставя топлинна енергия по топлопреносна мрежа с голяма дължина. Това е причина за голяма продължителност на температурната вълна и води до необходимост от денонощна работа при високи температури за качествено топлоснабдяване и на най-отдалечените потребители;*
- ✓ *структурната оптимизация на топлопреносната мрежа е изчерпана и ограничена от присъединяването на нови консуматори в периферни точки на мрежата;*
- ✓ *в по-голямата си част трасетата на топлопроводите преминават под натоварени градски пътни артерии. Рехабилитацията им винаги е свързана с дългосрочна реорганизация на движението и задължения на ЕВН ТР да възстанови пътната настилка и съоръженията от пътя, което води до оскъпяване на дейностите по подмяна. Допълнително следва да се има предвид, че на дружеството често се налага да финансира и теренни археологически проучвания, поради такива изкопни работи;*

В резултат на анализа, за новия ценови период ЕВН ТР приема, че загубите на топлинна енергия от излъчване ще са в размер на 85 742 MWh. Това количество представлява намаление с 24 317 MWh спрямо най-добрия постигнат резултат от дружеството през ценови период 2019 г.- 2020 г., когато дължината на топлопреносната мрежа е била в размер на 182,5 km.

На база направения анализ и така описаните елементи на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, за новия ценови период от 01.07.2021 г. дружеството е прогнозирало, че размерът на технологичните разходи по преноса следва да възлиза на 35,00% или 110 836 MWh от прогнозното производство на топлинна енергия.

Дружеството счита, че признатите разходи от Комисията от 30% за предходния ценови период не са достатъчни за акумулирането на средства за осъществяване на стартирането на поетапната рехабилитация на топлопреносната мрежа в гр. Пловдив в рамките на инвестиционната и ремонтната програми.

4. Прогнозно количество на продажбите на електрическа енергия

Прогнозното количество електрическа енергия е планирано на база необходимостта

от производство на топлинна енергия и производствената програма на дружеството.

Планираните продажби на електрическа енергия 288 150 MWh (увеличение от 4,5% спрямо 2020 г.), като прогнозата е 276 410 MWh комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство и 11 740 MWh комбинирана електрическа енергия.

Прогнозното количество електрическа енергия за собствени нужди на Когенерацията за новия ценови период е прогнозирано в размер на 10 120 MWh, което е със 63 MWh по-малко от отчетеното през 2020 г.

Прогнозата за електрическата енергия за собствени нужди за производство на топлинна енергия е намалена с 474 MWh, дължащо се на предвиждането да се използват новите водогрейни котли, чиито мрежови помпи ще се захранват с електрическа енергия на средно напрежение.

За ценовия период не се предвижда продължителен престой за ремонт на инсталация Когенерация.

5. Регулаторна база на активите (РБА)

5.1. Призната стойност на активите

Стойността на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията е калкулирана съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ.

Активите в заявлението за ценови период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. са базирани на одобрените с решение № Ц-28 от 01.07.2020 г., като към тях са добавени придобитите за периода и са извадени отписаните активи и амортизационните отчисления.

Основни позиции са производствените централи (Новата когенерационна централа, ТЕЦ „Север“, ОЦ „Юг“) и топлопреносната мрежа с всички прилежащи и 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 ОЦ „Юг“ служат само за производство на топлинна енергия.

Стойността на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи и компоненти са отнесени към регулаторната база на активи 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 2020 г. съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За 2020 г. съотношението на отработените часове за дейности, свързани с производството са 118 957 h, а тези, свързани с преноса - 99 030 h. На тази база 55% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределят за производство на енергия, а 45% се разпределят за пренос на топлинна енергия.

5.2. Оборотен капитал

Оборотният капитал, калкулиран чрез коефициент, изчислен на базата на т. н. „Нетен цикъл на оборотния капитал“, който възлиза на 82,39 дни и надхвърля 1/8 от паричните годишни оперативни разходи за дейностите, поради което оперативният необходим оборотен капитал за новия ценови период 01.07.2021–30.06.2022 г. е калкулиран, като 1/8 от годишните разходи за дейността след приспадане на разходите за амортизации и възлиза на 6 933 хил. лв.

Калкулираната необходима сума за оборотен капитал се разпределя между регулаторната база на активи за производство и регулаторната база на активи за пренос на

топлинна енергия на база коефициент получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2020 г. съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. На тази база 55% от стойността на активите свързани с административната работа на дружеството се разпределя за производство на енергия, а 45% се разпределя за пренос на топлинна енергия.

Получената сума за необходим оборотен капитал за производство се разпределя между производство на електрическа енергия и производство на топлинна енергия на база коефициент „Коефициент 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 еллектрическа и топлинна енергия и референтните стойности, определени на база Делегирания Регламент (ЕС) 2015/2402 от 12 октомври 2015 г.

5.3. Финансирания

В изчисленията са включени финансиране за ново присъединяване на стойност 148 хил. лв. и финансиране от Община Пловдив за изграждане на Първа градска магистрала в размер на 323 хил. лв. Общата стойност на финансиранията, включени в Справка 2 „РБА" е 471 хил. лв.

6. Норма на възвръщаемост на капитала

6.1. Норма на възвръщаемост на собствения капитал

С Писмото относно извършването на регулаторен преглед на цените на топлинна и/или електрическа енергия на дружествата от сектор „Топлоенергетика" КЕВР е дала указания изчисленията да се извършат с примерна стойност на нормата на възвръщаемост на собствения капитал равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период.

„ЕВН България Топлофикация" ЕАД счита нормата на възвръщаемост на собствения капитал, утвърдена с решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. за некоректно калкулирана, като срещу решението има подадена жалба до Административен съд София – град.

Мотивите на дружеството са, че при калкулацията на нормата на възвръщаемост е допусната грешка, която не отразява риска, на който са изложени компаниите, което води до значително подценяване на цената на собствения капитал и води до загуба за дружеството.

За изчисляване на цената на собствения капитал за следващия ценови период дружеството предлага използването на международно приетия модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи" (Capital Pricing Model -CAPM).

За определяне на стойностите на съответните параметри е предложено като източници Българска народна банка и А. Дамодаран.

Стойностите на съответните параметри са, както следва:

- Безрискова премия - за определянето ѝ е приет дългосрочния лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция за среднопретеглен за последния 12-месечен период, обявен на сайта на БНБ. Получената стойност е в размер на 0,25%.

- Коефициентът на активите β отчита, както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на производството и преноса на топлинна енергия е избрана група от аналогични дружества от европейски енергийни и комунални компании.

Използвани са данни от актуалната публикация на Aswath Damodaran (източник: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/), според която безлостовият β коефициент за дружествата в енергийния сектор в Европа е 0,55.

Безлостовият отраслов β коефициент, при целева структура на капитала за регулаторни цели капиталова структура (50/50) и размера на данъчната ставка 10%, се преобразува в лостов β коефициент със стойност – 1,039.

- Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисково пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не

може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,72% за развитите пазари и странови риск за България 1,55%.

Сборът от стойностите на системния риск и специфичния държавен риск за България представлява пазарната рискова премия от 6,27%.

Източник: http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

Съгласно формулата, определена от модела CAPM

*НВск = Безрискова премия + бета коефициент на активите * Пазарна рискова премия*

Резултатът при прилагането на определените по-горе параметри е норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 6,77%.

*НВск = 0,25% + 1,039 * 6,27% = 6,77%*

6.2. Норма на възвръщаемост на привлечения капитал

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 2,54%.

- Дял на собствения капитал - ДСК = 84,25%;

- Дял на привлечения капитал - ДПК = 15,75%

- Данъчна ставка – ДС = 10%

В резултат на изчисленията Нормата на възвръщаемост на капитала е 6,73%.

*НВ = 84,25%*6,77%/(1-10%) + 15,75%*2,54% = 6,73%*

7. Условно-постоянни разходи

Съгласно глава втора, раздел I, т.17 от Указания-НВ условно–постоянните разходи (УПР) се прогнозират за едногодишен период и включват пет основни подгрупи: разходи за заплати, разходи, свързани с осигурителното законодателство, разходи за амортизации, разходи за ремонти и разходи, пряко свързани с дейностите по лицензията.

7.1. Разходи за амортизации

Разходите за амортизация са планирани на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията. За целите на регулирането в съответствие с чл. 4, ал. 2 от НРЦТЕ дружеството води отделна счетоводна отчетност съгласно чл. 37 от ЗЕ. Симулацията на активите в позиции Сгради, Транспортни средства, Стопански инвентар и Други дълготрайни материални активи е изготвена на база балансовата стойност на активите към 31.12.2019 г., изчислена съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ като разлика от призната стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им и натрупаната амортизация, за целта на изчисляването в съответствие с чл. 8 ал. 2 т. 5 от НРЦТЕ и глава втора, раздел II от Указания-НВ не са взети на предвид счетоводните ефекти от осчетоводените загуби от обезценки през 2016 и 2017 г., както и приходите от последващи оценки на нетекущи материални активи, осчетоводени през 2019 г .

Разходите за амортизация на активите от позиция „Машини, съоръжения и оборудване“ са калкулирани съгласно предприетия от КЕВР в т. 1.1 от Общия подход на решение № Ц-28 от 01.07.2020 г., като 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 „Нова когенерационна централа“ и ТЕЦ „Север“ са разпределя съответно според тяхното предназначение, и функционалност, спрямо това дали служат само за производство на електричество, само за производство на топлинна енергия или служат за комбинирано производството и на двата продукта.

Амортизацията на активите от производствена централа ОЦ „Юг“ се отнасят директно към разходите за производство на топлинна енергия, тъй като тези активи служат само за производство на топлинна енергия.

Амортизацията на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи и компоненти са отнесени към разходи по преноса на топлинна енергия.

Разходите за амортизация на други активи, свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.) се разпределя между разходите за производство и пренос на база коефициент, получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2020 г.

На тази база 55% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределят за производство на енергия, а 45% се разпределят за пренос на топлинна енергия.

Наименование на разхода	*Мярка*	*Отчет за базовата 2020 г.*	*Прогноза в цени XII-ти РП 01.07.2021 г.*	*Разлика XII РП – 2020 г.*
Разходи за амортизации	*хил. лв.*	*9 782*	*11 342*	*1 560*

7.2. Разходи за ремонт

Разходите за ремонти са планирани спрямо нуждите от поддържане в изправно състояние на съоръженията за производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия, за правилното им и безопасно функциониране. Разходите за ремонти са планирани по обекти.

Наименование на разхода	*Мярка*	*Отчет за базовата 2020 г.*	*Прогноза в цени XII-ти РП 01.07.2021 г.*	*Разлика XII РП – 2020 г.*
Разходи за ремонт	*хил. лв.*	*852*	*506*	*-345*

7.3. Разходи, свързани с персонала

Планира се увеличение на разходите за регулирана дейност, свързани с персонала през 2021 г. до 4 852 хил. лв., основно поради нарастване на разходите за заплати и възнаграждения. В планираните разходи не са включени разходи, непризнати за целите на ценовото регулиране съгласно чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ.

Основните пера в разходите за персонал са, както следва:

Наименование на разхода	*Мярка*	*Отчет за 2020 г.*	*Прогноза в цени от 01.07.2021 г.*	*Разлика РП – 2020 г.*
Разходи за заплати и възнаграждения	*хил. лв*	*3 765*	*3 845*	*79*
Начисления, свързани с т. 3, по действащото законодателство	*хил. лв*	*949*	*1 007*	*58*

7.4. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, нарастват 2,1% до 8 210 хил. лв., като основните групи от разходи, включени в този компонент са изброени в таблицата (Приложение 1). Разходите са планирани на база на отчетните разходи през 2020 г., индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 1,7% за 2020 г. спрямо 2019 г.

В разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, също така са включени разходи по индивидуална цел за енергоспестяване (чл. 35 ЗЕ) в размер на 43 хил. лв.

Вътрешно-групови разходи, свързани с дейността:

С цел осъществяване на лицензионната си дейност с минимални разходи „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е планирало за текущата 2021 г. да използва проектно-консултантски услуги, административни и технически вътрешно-групови услуги, както и договор за командироване на персонал с намерение за постигане на ефективно управление на разходите.

Планираните проектно-консултантски услуги, административни и технически услуги, както и услуги по договор за командироване на персонал включват от една страна проектно-ориентирани услуги, и от друга страна текущи административни и технически услуги и услуги по договор за командироване на персонал.

Дружеството получава електронни услуги свързани с конфигурацията, функционирането и поддръжката на лицензирани софтуери на SAP, Microsoft и Oracle с цел безпроблемното функциониране на софтуерните програми.

Разходната база за всичките вътрешно-групови услуги се планира да се формира единствено на база степента на отговорностите, необходимите умения на ангажирания персонал, както и на времето и ресурсите, необходими за осъществяване на съответната услуга. Възнаграждението е планирано да се изчислява на базата на реално отработените часове и приложимата часова ставка спрямо един потребител.

Планираните финансови и административни услуги, правни и корпоративни въпроси, покупки и склад, IT и телекомуникация, човешки ресурси, фактуриране, клиентско обслужване и технически услуги се основават на сключен договор за административни услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г., съгласно който „ЕВН Център за услуги“ ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя тези услуги.

Планираните услуги по договор за командироване на персонал, свързани с предоставяне на услуги от експертен персонал, се основават на сключен договор за командироване на персонал между „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД и ЕВН АГ Австрия от 01.01.2005 г., съгласно които ЕВН АГ Австрия предоставя на дружеството персонал, който приема инструкциите на дружеството за периода на командироване и то упражнява контрол върху извършената му работа на база определено работно място чрез осигурени необходими ресурси за предоставяне на услугите.

Част от предоставения персонал от страна на ЕВН АГ Австрия действа в качеството си на управител, който изпълнява управленски функции в рамките на българското дружество и съответно възлага и контролира цялата дейност.

От данъчна гледна точка „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД се счита за работодател на полагащите труд австрийски физически лица, съгласно & 1, т. 27 от ДР на ЗДДФЛ, а правоотношенията между страните се квалифицират като трудови по смисъла на & 1, т.26, б. „з“ от ДР на ЗДДФЛ. Респективно облагането се извършва по общия ред на ЗДДФЛ.

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода „разходи плюс“, в чиято стойност се включват всички действителни разходи на персонала по време на периода на назначаването и се добавя надценка в размер на 3%.

7.5. Приходи от присъединяване и услуги

Планираните приходи за новия ценови период се състоят от планираните приходи от услуги за дялово разпределение на топлинна енергия, включително доставка и монтаж на уреди за дялово разпределение, планираните приходи от присъединяване на нови клиенти в и планираните приходи от услуги, директно възлагани от клиентите в „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД. Стойността на планираните приходи е базирана на отчетните данни за приходите от услуги, като сумите са индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 1,7% за 2020 г. спрямо 2019 г.

Условно–постоянните разходи са изчислени в размер на 24 797 хил. лв.

8. Променливи разходи - увеличени са с 34,1% спрямо 2020 г. до 42 013 хил. лв.

8.1. Разходи за материали

Наблюдава се намаление на разходите за материали спрямо 2020 г., в които основна тежест има разходът за природен газ.

В разходите за материали е включена корекция на разходите за природен газ съгласно чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, като е добавен ред 77 в Справка 1 „Разходи“. Поради добавения ред е

извършена корекция на формулата в клетка G75, като корекцията за предходни периоди е включена в сумата, която е в размер на 2 276 хил. лв.

Разходите за закупена електрическа енергия са планирани спрямо производствените нужди, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. Разходите за електрическа енергия са прогнозирани по месеци и по видове напрежение.

Консуматори на електрическа енергия високо напрежение са новата когенерационна централа и ТЕЦ „Север“ в аварийни случаи. Консуматори на електрическа енергия средно напрежение са съоръженията в ТЕЦ „Север“ и ОЦ „Юг“. Консуматори на електрическа енергия ниско напрежение са абонатните станции и помпена станция „Марица“.

Разходите за вода за производството са планирани спрямо производствените нужди в съответствие с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. Разходите са планирани по месеци и по видове консуматори, като в общите разходи са включени, както разходите за вода, така също и разходите за канализация, отвеждане и за пречистване на потребените количества.

Разходите за консумативи в зависимост от производството са планирани по месеци и по видове консумативи.

Разходът за акциз на природния газ възлиза на 1 136 хил. лв.

Не се прогнозират разходи за външни услуги в променливите разходи.

8.2. 2. Разходи за въглеродни емисии

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е участвало с проекти в „Национален план за инвестиции на Република България за периода от 2013 г. до 2020 г.“ (НПИ) и е получило допълнително безплатно разпределени квоти за периода 2013 – 2019 г. През 2020 г. дружеството не е реализирало проекти по НПИ.

За периода 2021-2030 г. Р. България е депозирала в ЕК „Национална рамка за инвестиции“, която към момента на подаване на заявлението не е финализирана и не може да бъде определен размерът на очакваните допълнителни безплатни квоти.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е включено и в Националните мерки за изпълнение за преходното безплатно разпределяне на квоти за емисии на парникови газове, в съответствие с Директива 2003/87/ЕО на Европейския парламент и на Съвета, в които са определени разпределените количества безплатни квоти CO_2, генерирани само от топлопроизводство, за целия 3-ти период на ЕСТЕ – 2013 г. – 2020 г. Дружеството е подало базова линия за безплатно разпределение на квоти за емисии CO_2 за 4-ти период на ЕСТЕ – 2021-2030 г. Към момента на подаване на заявлението не е получена информация от ЕК за количеството разпределени безплатни квоти за инсталациите на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД.

	Общо	***ТЕЦ „Север“***	***ОЦ „Юг“***
Остатък от минали периоди	***82 479***	***65 517***	***16 962***
Закупено през 2020 г.	*51 000*	*51 000*	
Средна ед. цена на закупени емисии на парникови газове (лв./t CO_2)	*52.965*	*52.965*	-
безплатни Q EUAs за 2020 г.	*24 814*	*24 120*	*694*
Дерогация за 2020 г.	*0*	*0*	
Емитирано през 2020 г.	*-151 938*	*-145 677*	*-6 261*
остатък от 2020 г. към 30.04.2021 г.	***6 355***	***-5 040***	***11 395***

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, се определят като от емисиите на парникови газове (CO_2) за производството се приспаднат предвидените безплатни квоти и се остойностят с цена на емисиите 40 евро/t.

За новия ценови период дружеството включва следните разходи за емисии CO_2:

Наименование на разхода	***мярка***	***Отчет за 2020 г.***	***Прогноза в цени РП от 01.07.2021 г.***	***Разлика РП – 2020 г.***

Разходи за емисии парникови газове (CO_2)	*хил. лв.*	*2 701*	*11 691*	*8 990*

В разходите за материали е включена корекция на разходите за квоти за въглеродни емисии съгласно чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, като е добавен ред 99 в Справка № 1 „Разходи“. Поради добавения ред е извършена корекция на формулата в клетка G73, като корекцията за предходни периоди е включена в сумата. Също така е извършена корекция на клетка “F 109” в Справка 4 “ТИП-производство” от модела за ценообразуване. Корекцията е в размер на 2 195 хил. лв.

8.3. Разходи за балансиране по Правила за търговия с електрическа енергия

Разходите, предизвикани за балансиране, се оценяват на 183 хил. лв., като се планират на база сумарен небаланс в размер на 3,3% от планираните продажби на електрическа енергия, остойностени със среднопретеглените цени за отчетния период 2020 г.

8.4. Разходи за балансиране на природен газ

Прогнозирани са разходи от 113 хил. лв. за балансиране по договор с „Булгаргаз“ ЕАД за продажба на природен газ, калкулирани като процент от планираното количество природен газ, предвиден за консумация по 10% от неговата стойност.

8.5. Корекции съгласно чл. 8, ал.10 от НРЦТЕ

Корекциите на установената разлика от предходния ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ и разходите за квоти за 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“ са добавени редове 77 за корекцията на в разходите за природен газ и 99 за корекцията на в разходите за въглеродни емисии.

Добавените стойности са включени в сумата на променливите разходи.

Поради добавените редове е променена формулата в клетка “F 109” в Справка № 4 “ТИП-ПРОИЗ” от модела за ценообразуване, където разходите за „Корекция на разходи за емисии парникови газове (CO_2) от предходни периоди“ са включени аналогично на „Разходи за емисии парникови газове (CO_2)“, тъй като корекцията би следвало съответства на разхода, който се коригира.

Поради промяната в ЗЕ през 2015 г. (промяна на периода за отчитане на ефективността от годишна на месечна база), дружеството ще произвежда и продава през новия регулаторен период освен електрическа енергия от ВИКП по преференциална цена и комбинирана електрическа енергия по пазарни цени. Във връзка с това е променена формулата в клетка “F 110” в Справка № 4 “ТИП-ПРОИЗ” от модела за ценообразуване. Запазена е логиката на ценообразуване на модела на КЕВР, преференциалната цената да бъде калкулирана за количествата произведена високоефективна комбинирана електрическа енергия.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са със 17,25% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 6,88% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са 42,96% при прогнозирани 35,00% за ценовия период.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител водна пара.

За следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 6,01% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), вследствие на увеличените разходи за амортизации с 13,18% и разходи, пряко свързани с регулираната дейност по ЗЕ, с 4,51%.

Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димения	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	327 003	331 327	337 633	316 675	-20 958	-6,21%	-10 327	-3,16%
1.1.	гореща вода	MWh	327 003	331 327	337 633	316 675	-20 958	-6,21%	-10 327	-3,16%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	9 835	17 698	15 774	10 580	-5 194	-32,93%	745	7,57%
2.1.	гореща вода	MWh	1 125	1 723	2 989	1 930	-1 059	-35,42%	805	71,56%
2.2.	пара	MWh	8 710	15 975	12 786	8 650	-4 136	-32,35%	-60	-0,69%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,92%	5,07%	4,46%	3,23%	0	-27,57%	0	10,72%
3.1.	гореща вода	%	0,34%	0,52%	0,88%	0,61%	0	-30,96%	0	76,68%
3.2.	пара	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	336 838	349 025	353 407	327 255	-26 152	-7,40%	-9 582	-2,84%
4.1.	гореща вода	MWh	328 128	333 051	340 621	318 605	-22 016	-6,46%	-9 522	-2,90%
4.2.	пара	MWh	8 710	15 975	12 786	8 650	-4 136	-32,35%	-60	-0,69%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	52 917	29 026	67 513	50 589	-16 924	-25,07%	-2 328	-4,40%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	302 910	285 848	254 507	298 270	43 763	17,20%	-4 640	-1,53%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	10 150	10 183	8 748	10 120	1 372	15,69%	-30	-0,30%
		%	3,35%	3,56%	3,44%	3,39%	0	-1,29%	0	1,26%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	292 760	275 664	245 759	288 150	42 391	17,25%	-4 610	-1,57%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	279 342	260 428	232 371	276 410	44 038	18,95%	-2 932	-1,05%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	13 418	15 236	13 388	11 740	-1 647	-12,31%	-1 678	-12,51%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	769 942	760 014	704 235	747 557	43 322	6,15%	-22 385	-2,91%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	711 618	728 705	632 700	692 860	60 160	9,51%	-18 758	-2,64%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	58 324	31 309	71 535	54 697	-16 838	-23,54%	-3 627	-6,22%
9	ОБЩА ефективност	%	81,08%	80,71%	82,92%	81,45%	0	-1,77%	0	0,46%
10	Топлинна ефективност	%	38,52%	41,48%	42,69%	38,40%	0	-10,05%	0	-0,29%
11	Електрическа ефективност	%	42,57%	39,23%	40,23%	43,05%	0	7,02%	0	1,13%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	90,73%	92,71%	94,38%	92,49%	0	-2,00%	0	1,94%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	110	125	114	110	-4	-3,65%	-1	-0,80%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	190	178	174	190	17	9,71%	0	-0,03%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	228 902	192 991	192 586	205 839	13 252	6,88%	-23 063	-10,08%
10.1.	гореща вода	MWh	228 902	192 991	192 586	205 839	13 252	6,88%	-23 063	-10,08%
10.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	98 101	138 337	145 046	110 836	-34 210	-23,59%	12 736	12,98%
		%	30,00%	41,75%	42,96%	35,00%	0	-18,53%	0	16,67%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	98 101	138 337	145 046	110 836	-34 210	-23,59%	12 736	12,98%
		%	30,00%	41,75%	42,96%	35,00%	0	-18,53%	0	16,67%
13	Технологични разходи - пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	23 390	23 279	24 052	24 797	745	3,10%	1 407	6,01%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	10 021	9 782	10 302	11 342	1 040	10,09%	1 321	13,18%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	970	852	942	506	-436	-46,24%	-464	-47,82%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	3 725	3 765	3 899	3 845	-54	-1,39%	120	3,21%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	921	949	956	1 007	51	5,35%	86	9,31%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	712	698	694	745	51	7,37%	33	4,59%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	209	252	262	262	0	0,00%	53	25,42%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	7 856	8 042	8 067	8 210	144	1,78%	354	4,51%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%
5	Приходи от присъединяване и услуги	хил. лв.	104	111	113	113				
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	358	333,37	323,78	358	34	10,62%	1	0,16%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	970	852	942	506	-436	-46,24%	-464	-47,82%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	859	790	896	473	-423	-47,21%	-385	-44,88%
I.2.	по преноса	хил. лв.	112	61	46	33	-12	-27,29%	-79	-70,40%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	16 005	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.		12 917			0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.		3 088			0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. общият всеобхватен доход на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е положителна стойност в размер на 4 991 хил. лв., формиран от ***печалба*** в размер на 5 004 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 13 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход също е положителен в размер на 11 784 хил. лв., формиран от ***печалба*** в размер на 11 885 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 101 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия и други свързани с продажбата на електрическа енергия за 2020 г. бележат спад спрямо предходната година с 19%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 13%.**

Коефициентът на обща ликвидност за 2020 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) в размер на 1,08 е увеличен спрямо 2019 г., когато е 0,89, което е показател, че е налице тенденция за подобряване на общата ликвидност на дружеството, което е индикатор, че са налице свободни оборотни средства за обслужване на текущите задължения.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,65, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 1,11 и показва, че дружеството разполага с достатъчно собствени средства да обслужва дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 53% собствен капитал и 47% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 51% собствен капитал и 49% привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 2 646 хил. лв. на 2 573 хил. лв. или със 73 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 заплати и възнаграждения са коригирани от 3 845 хил. лв. на 3 765 хил. лв. или с 80 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 1 007 хил. лв. на 949 хил. лв., или с 58 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за балансиране по Правилата за търговия с електрическа енергия са коригирани от 183 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 183 хил. лв., съгласно т. 1.4 от общия подход;

- разходите за покупка на природен газ извън график са коригирани от 55 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 55 хил. лв., съгласно т. 1.4 от общия подход;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 11 691 хил. лв. на 13 737 хил. лв. или с 2 046 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 149 442 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 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 2020 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 01.07.2021 г. - 30.06.2022 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	газьол	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	$tC0_2/TJ$	55,4829				
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	34,2870				
3. Коефициент на окисление:	-	100%				
ЕВН Юг		78 576,190	0,00	0,00	0,00	
емитирани CO_2, t		149 442,3	0,0	0,00	0,0	149 442,3

Прогнозни емисии CO_2 – 149 442 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 149 442 **t X** 91,92 лв./t **= 13 737 хил. лв.**
Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са **78 576 knm^3**.

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 6,73% на 4,30% 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 110 836 MWh (35,00%) на 96 836 MWh (30,58%) или с 14 000 MWh до достигане на постижима от дружеството 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:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,54 лв./MWh;

3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 2,72+0,56 =3,28 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ - 43,82 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	23 175	47 978	46 385	50 443	88 039	102 025	114 798	98 606	99 478	40 562	19 120	50 710	**781 318**
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	**31,29**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	18,98	18,52	22,27	24,53	28,03	27,54	26,33	29,71	28,01	34,03	34,03	34,03	**27,35**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	93,44	214,81	32,61	273,26	168,94	246,68	857,74	399,28	574,49	65,30	-20,50	141,99	**3 048**
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**	**27,60**
		-0,12	-0,15	-0,19	-0,19	-0,18	-0,16	-0,60	-0,68	-0,63	0,84	-3,68	2,03	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,04	18,59	22,37	24,62	28,12	27,62	26,63	30,05	28,32	33,19	35,87	32,00	**27,39**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**140 885**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-1 263,7**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 1 784,29

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 80 MW.

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) – 213,63 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 88,56 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 95,67 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 – 94,67 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 81 131 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 74 849 хил. лв., от които условно-постоянни – 22 802 хил. лв. и променливи – 52 047 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 146 149 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,30%
- Електрическа енергия – 288 150 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 276 410 MWh
  - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 11 740 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 219 839 MWh

<u>3. „Топлофикация - Плевен“ АД</u>

С писмо с вх. № Е-14-04-4 от 31.03.2021 г. дружеството е подало 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, с изключение на информацията по т. I.6 в частта за закупените емисии CO_2, I.12., II.9. и отчетни справки за 2020 г. по прилагането на ЕССО.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с водна пара - 78,03 лв./MWh;
- Цена на топлинна енергия с гореща вода – 84,50 лв./MWh;
- Цена на електрическа енергия от комбинирано производство - 211,96 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ 360,03 лв./knm^3 (без ДДС).

Обосновката на „Топлофикация - Плевен“ АД е следната:

Изчисленията за новия регулаторен период 01.07.2021 г. - 30.06.2022г. са разработени със следните параметри:

1. Технико-икономическите показатели, използвани за пресмятане на цените за следващия ценови период, са на база постигнатите производствени показатели през последната година, като разчетът е направен при предположението за оптимално натоварване на основните съоръжения през разчетния период. През м. юли 2021 г. е планиран ремонт на редуктора на когенерацията. Поради това се очаква занижено производство на електрическа енергия за месеца. Запазват се постигнатите през последните години нива на разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия. За електрическата енергия разходната норма за производство е 144,80 $g_{уг}$/kWh, а за топлинната енергия разходната норма е 144,39 kg/MWh при постигнати през 2020 г. съответно 142,32 $g_{уг}$/kWh и 145,02 kg/MWh.

2. Заложените в разчета за новия ценови период технологични параметри гарантират постигане на критерия за ефективност на работа на централата от 80%. Очаква се да се запази постигната ефективност и през новия ценови период - 80,86%. Като основа на разчета е очакваното повишаване на произведената и реализираната електрическа енергия със запазване на нивото на собствените нужди на електрическа енергия. Предвидено е произведената електрическа енергия да бъде 324 650 MWh, а собствените нужди да бъдат 25 550 MWh, без да се закупува електрическа енергия през периода, или 7,87% от произведената електрическа енергия. Увеличението на произведената електрическа енергия спрямо отчетната година е с 16 775 MWh. Причината за това увеличение е фактът, че през м. октомври 2020 г. е извършен ремонт на котел-утилизатора и газовата турбина, което е довело до продължителен престой на основното средство за производство на електрическа енергия.

3. Предвижда се увеличение на реализираната топлинна енергия с топлоносител гореща вода за населението с около 22 300 MWh. Основание за това заложено увеличение е поради факта за необичайно топлата зима в началото на 2020 г. За сравнение - средномесечната температура през м. януари 2020 е 2,8 °C, а през м. януари 2019 г. е 0,5 °C. през м. февруари 2020 г. средномесечната температура е 6,9°C, а през м. февруари 2019 г. е 4,4 °C. Очаква се относително запазване на нивото реализирана топлинна енергия с топлоносител пара. Предвидено е реализираната пара да достигне до 37 600 MWh.

4. При тези допускания, разходът на природен газ за разчетния период е 100 940 knm^3 или увеличение с 8,08%, без използване на резервно гориво - мазут. Цената на природния газ за предстоящия ценови период е получена при използване на утвърденото от Комисията Приложение № 2 като са спазени указанията на Комисията и е използвана индивидуалната цена на природен газ за дружеството съгласно Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. При определяне на разходите са използвани актуалните цени за достъп и пренос на „Булгартрансгаз“ ЕАД с входна точка „Странджа/Малкочлар“ и изходна точка „България“. При формиране на разхода за природен газ за предстоящия ценови период е добавен и разход за компенсиране на сезонна неравномерност съгласно Плана за действие при извънредни ситуации, във връзка с чл. 72 а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ и съгл. изискванията на чл. 8 и чл. 10 от Регламент (ЕС) 2017/1938 на Европейския парламент и на Съвета от 25 Октомври 2017 г. относно мерките за гарантиране на доставките на природен газ.

5. Посочените емисии на парникови газове за цялото производство за разчетния период са пресметнати на базата на последната инвентаризация на емисии, като са използвани актуалните данни за емисионния фактор и коефициентът на окисление. Количеството емисии за новия ценови период е 191 975 t CO_2. Те са остойностени на база прогнозна цена на емисиите CO_2 - 45 евро/t.

6. В sheet „Спецификация“ е дадено помесечното производство на топлинна и електрическа енергия, разходът на природен газ и натовареността на съоръженията през периода.

7. Необходимите годишни приходи в разработката са установени при спазване Указания-НВ по приложени справки от № 1 да № 9.

8. Изчисленията на разходите по прогнозата са съобразени с достигнатите нива на приходи и разходи през 2020 г., концепцията за развитие на дружеството през следващата година и обективните тенденции в макроикономически аспект. В разходите не са включени финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата, загуби от обезценки, брак, отписани вземания, лихви за забава и неустойки, свързани с неизпълнение на сключени договори. Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2021 г. - 30.06.2022г. са изчислени въз основа на достигнатите нива през отчетната 2020 г., заявените за текущия регулаторен период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 година, особеностите на режимите и схемите на работа на съоръженията и настъпилите обективни промени в законодателството.

9. Разходите за застраховки са отчетени според действително изплатените суми по сключените застрахователни договори за 2020 г. в размер на 321 хил.лв. по имуществена

застраховка, застраховка авария на новата мощност, задължителните застраховки „Гражданска отговорност“ и „Каско“ на МПС, и „Обща гражданска отговорност на персонала“. За периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. са предвидени разходи за застраховане в размер на 347 хил. лв.

10. Разходите за амортизация са представени в съответствие със счетоводния амортизационен план на дружеството и действително отчетените за 2020 г., като в стойността им за новия регулаторен период е включен и прогнозният размер на амортизациите по инвестиционна програма до 30.06.2022 г.

11. Променливите разходи в частта за гориво са изчислени на база предоставената методика от КЕВР за изчисление на стойността на природния газ за предстоящия ценови период - Приложение 5. Така получената осреднена цена на природния газ е 360,03 лв./knm^3.

Разходите за гориво в годишния отчет за 2020 г. са с 2 271 хил. лв. по-малко в сравнение с отчетните данни в ценовия модел за 2020 г. Това е сумата от кредитните известия на „Булгаргаз“ ЕАД за използваното количество природен газ от м. август 2019 г. до м. декември 2019 г., издадени съгласно Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. на КЕВР. Съгласно чл. 124, ал. 5 от ЗДДС регистрираното лице е длъжно да отрази получените от него кредитни известия в дневника за покупки за данъчния период, през който са издадени.

12. В променливите разходи, както за отчетния период, така и за следващия регулаторен период са включени освен реагенти, химикали и разходът на авиационно и турбинно масло за газовата турбина. От общо предвидените 225 хил. лв. на тази позиция, 93 хил. лв. са за доставката на тези масла. Маслото, което се използва за газовите турбини е авиационно масло. Средния разход варира обикновено в рамките на 300 - 400 литра на месец, като зависи от натоварването и пропуските от маслената система. Маслото в системата се оценява с периодични лабораторни анализи и когато параметрите му наближат критични стойности, зададени от завода-производител на турбината, се подменя.

13. Разходите за ремонт през 2020 г. са 4 951 хил. лв., през отчетния ценови период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. са 4 511 хил. лв. и прогнозите за новия регулаторен период - 5 458 хил. лв. Увеличението на разходите спрямо предходния период е главно поради предстоящите частични ремонти на газовата турбина и основната инспекция на генератора на когенерацията. В приложената ремонтна програма са предвидени необходимите мерки за поддръжка на топлоизточника, спомагателното оборудване и топлопреносната мрежа в годно за експлоатация състояние на база на препоръките на производителите на оборудването и нормативната уредба. В инвестиционна програма са предвидени средства за реконструкция на ПГ 4 в нискоемисионен и за стартиране на проект за изграждане на заместваща мощност. Планира сее извършване на рехабилитация на топлофикационни отклонения и изграждани на нови такива за включване на нови абонати. Подробна обосновка на ремонтно - инвестиционната програма е в приложена към заявлението.

14. Нормата на възвращаемост на капитала е 7,37%. Дружеството отбелязва, че нормата 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 и „Тибиел“ ЕООД.

15. В съответствие с указанията, дадени в Писмото, в sheet „Коефициенти“ е заложен фиксиран коефициент за разпределение на горивото в производството - 0,4000.

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

17. Отчетените приходи от продажба в Приложение 4 са с 2 489 хил. лв. повече в сравнение с приходите за дейността в ГФО за 2020 г. Това е сумата за приспадане след преизчисление по месеците от м. юли 2019 г. до м. декември 2019 г. на топлинната енергия и на фактурираната електрическа енергия за същия период съгласно Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. на КЕВР. В приложението са отразени реалните приходи отнасящи се за 2020 г.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 5,43% по-ниски от прогнозираните.

За новия ценови период дружеството е заложило с 0,14% по-ниски количества реализирана топлинна енергия с пара и с 10,06% по-високи количества с гореща вода спрямо отчетените за ценовия период.

Общо прогнозните технологични разходи по преноса за новия ценови период са с 6,66% по-високи от отчетените за ценовия период, като са по-високи с 10,19% за горещата вода и по-ниски с 3,76% за водната пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР със 22,37% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), основно от увеличение на разходите за амортизации с 30,51% и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 107,58%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 29,38%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	436 385	413 095	417 229	448 880	31 651	7,59%	12 495	2,86%
1.1.	гореща вода	MWh	352 853	327 892	331 312	364 830	33 518	10,12%	11 977	3,39%
1.2.	пара	MWh	83 532	85 203	85 917	84 050	-1 867	-2,17%	518	0,62%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	39 093	40 117	41 298	39 480	-1 818	-4,40%	387	0,99%
2.1.	гореща вода	MWh	31 090	31 379	32 779	31 050	-1 729	-5,27%	-40	-0,13%
2.2.	пара	MWh	8 003	8 738	8 519	8 430	-89	-1,04%	427	5,34%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	8,22%	8,85%	9,01%	8,08%	0	-10,24%	0	-1,67%
3.1.	гореща вода	%	8,10%	8,73%	9,00%	7,84%	0	-12,88%	0	-3,14%
3.2.	пара	%	8,74%	9,30%	9,02%	9,12%	0	1,05%	0	4,26%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	475 478	453 212	458 527	488 360	29 833	6,51%	12 882	2,71%
4.1.	гореща вода	MWh	383 943	359 271	364 091	395 880	31 789	8,73%	11 937	3,11%
4.2.	пара	MWh	91 535	93 941	94 436	92 480	-1 956	-2,07%	945	1,03%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	323 400	307 875	308 200	324 650	16 450	5,34%	1 250	0,39%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	25 400	24 149	24 510	25 550	1 040	4,24%	150	0,59%
		%	7,85%	7,84%	7,95%	7,87%	0	-1,04%	0	0,20%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	298 000	283 726	283 690	299 100	15 410	5,43%	1 100	0,37%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	298 000	283 726	283 690	299 100	15 410	5,43%	1 100	0,37%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	942 652	891 625	897 289	956 583	59 294	6,61%	13 931	1,48%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	942 652	891 625	897 289	956 583	59 294	6,61%	13 931	1,48%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	80,60%	80,86%	80,85%	80,86%	0	0,02%	0	0,33%
10	Топлинна ефективност	%	46,29%	46,33%	46,50%	46,93%	0	0,92%	0	1,37%
11	Електрическа ефективност	%	34,31%	34,53%	34,35%	33,94%	0	-1,19%	0	-1,08%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	143,24	142,32	143,07	144,80	2	1,21%	2	1,09%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	146,14	145,02	144,25	144,39	0	0,10%	-2	-1,20%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	231 200	222 856	226 552	245 500	18 948	8,36%	14 300	6,19%
10.1.	гореща вода	MWh	194 100	185 594	188 900	207 900	19 000	10,06%	13 800	7,11%
10.2.	пара	MWh	37 100	37 262	37 652	37 600	-52	-0,14%	500	1,35%
11	Технологични разходи - общо	MWh	205 185	190 239	190 677	203 380	12 703	6,66%	-1 805	-0,88%
		%	47,02%	46,05%	45,70%	45,31%	0	-0,86%	0	-3,64%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	158 753	142 298	142 412	156 930	14 518	10,19%	-1 823	-1,15%
		%	44,99%	43,40%	42,98%	43,01%	0	0,07%	0	-4,39%
13	Технологични разходи - пара	MWh	46 432	47 941	48 265	46 450	-1 815	-3,76%	18	0,04%
		%	55,59%	56,27%	56,18%	55,26%	0	-1,62%	0	-0,58%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020г.	Отчет ценови период 01.07.2020 -30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	16 800	15 804	14 893	20 558	5 665	38,04%	3 758	22,37%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	3 071	3 663	2 816	4 008	1 192	42,33%	937	30,51%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	5 620	4 951	4 511	5 458	947	20,99%	-162	-2,88%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	4 227	3 877	4 193	4 250	57	1,36%	23	0,54%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	1 071	949	983	1 007	24	2,44%	-64	-5,98%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	772	684	731	753	22	3,01%	-19	-2,46%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	299	265	252	254	2	0,79%	-45	-15,05%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	2 811	2 364	2 390	5 835	3 445	144,14%	3 024	107,58%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	1 743	1 495	1 524	4 951	3 427	224,87%	3 208	184,05%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	351,37	337,92	328,04	360,03	32	9,75%	9	2,46%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020г.	Отчет ценови период 01.07.2020 -30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	5 620	4 951	4 511	5 458	947	20,99%	-162	-2,88%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	5 381	4 930	4 388	4 926	538	12,26%	-455	-8,46%
I.2.	по преноса	хил. лв.	239	21	123	532	409	332,52%	293	122,59%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	12 512	9 378	12 175	8 836	-3 339	-27,43%	-3 676	-29,38%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	11 525	9 192	12 040	8 723	-3 317	-27,55%	-2 802	-24,31%
II.2.	по преноса	хил. лв.	987	186	135	113	-22	-16,30%	-874	-88,55%

„Топлофикация Плевен“ АД

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения от „Топлофикация Плевен“ АД одитиран годишен финансов отчет за 2020 г., текущият финансов резултат е ***загуба*** в размер на 6 353 хил. лв., при отчетена ***загуба*** от 1 663 хил. лв. за предходната година.

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

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2020 г. са намалени спрямо предходната година с 15,68%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са намалени с 10,26%.**

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,18, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Коефициентът на обща ликвидност за 2020 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 0,31, което е индикатор, че дружеството не разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 0,18, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствен финансов ресурс за обезпечаване обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 15% собствен капитал и 85% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 18% собствен капитал и 82% привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 3 706 хил. лв. на 3 352 хил. лв. или с 354 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 5 458 хил. лв. на 4 951 хил. лв. или с 507 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 4 250 хил. лв. на 3 877 хил. лв. или с 373 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 1 007 хил. лв. на 949 хил. лв. или с 58 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 16 896 хил. лв. на 17 647 хил. лв. или със 751 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 191 975,52 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 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 2020 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 01.07.2021 г. - 30.06.2022 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	газьол	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	55,5455	77,4000	74,1000	63,1000	
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	34,2400	40,0000	42,0080	46,0000	

3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	
Тф Плевен		100 940,000	0,00	0,00	0,00	
емитирани CO_2, t	t	191 975,5	0,0	0,00	0,0	191 975,5

Прогнозни емисии CO_2 – 191 975,52 t
Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 100 940 knm^3.
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 191 975,52 **t X** 91,92 лв./t **= 17 647 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 7,37% на 4,83% 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 156 930 MWh (43,01%) на 151 930 MWh (41,64%) или с 5 000 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 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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,53 лв./MWh;

3. Цени за пренос и капацитет през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 0,62+2,83 =3,45 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена природен газ - 43,98 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	60 272	61 869	60 416	54 800	103 189	114 535	125 415	112 263	103 257	69 905	63 850	62 329	**992 100**
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	**31,09**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,15	18,68	22,55	25,07	28,42	28,01	26,66	30,44	28,19	32,32	34,44	34,44	**27,68**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	239,28	272,22	36,85	291,54	188,84	268,01	916,15	416,50	587,27	142,96	-81,41	174,52	**3 453**
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**	**27,79**
		0,05	0,01	0,09	0,35	0,21	0,31	-0,27	0,05	-0,45	-0,87	-3,27	2,44	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,80	30,39	28,41	32,76	36,08	32,00	**27,61**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**178 891**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-1 604,6**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 1 848,1

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 68 MW.

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) – 226,58 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 101,51 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 78,56 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 82,10 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 87 582 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 85 653 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 028 хил. лв. и променливи – 71 625 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 39 968 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,83%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 299 100 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 212 900 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 37 600 MWh

4. „Топлофикация Бургас“ АД

С писмо вх. № Е-14-13-3 от 01.04.2021 г. дружеството е подало 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 не са приложени справки с отчетна информация за 2020 г. по прилагането на ЕССО.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 94,16 лв./MWh;
2. Цена за комбинирана електрическа енергия – 228,61 лв./MWh.

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

- природен газ – 403,19 лв./knm^3;
- слънчогледови пелети – 140,00 лв./t при калоричност 4 253 kcal/kg.

Обосновка на техническо-икономическите данни и прогнозна информация за регулаторен период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г.

I. СПРАВКА № 1 - РАЗХОДИ

При изготвяне на прогнозата в Справка № 1 в разходите 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 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.

Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2021 г. - 30.06.3022 г. са определени като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. и отчетните за периода 01.01.2020-31.12.2020 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през новия период.

1.1. Обосновка на разходите 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 амортизации за новия регулаторен период са включени тези на въведените в експлоатация ДА до края на 2020 г., начислени върху ДА само за електрическа енергия - 734

хил. лв., а за топлинна енергия е разпределен на териториален принцип по направления „Производство“ – 354 хил. лв. и „Пренос“ – 51 хил. лв. Амортизациите, начислявани върху ДА общи за двата продукта, представляват 84 хил. лв.

1.2. Обосновка на разходите за ремонт

Разходите за ремонт, посочени в условно-постоянните разходи, са в размер на 2 250 хил. лв., в т. ч. 2 100 хил. лв. в направление „Производство“ и 150 хил. лв. в направление „Пренос“. От начислените към направление „Производство“ разходи за ремонт – 1 970 хил. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 100 хил. лв. за топлинна енергия, а 30 хил. лв. общо за двата продукта.

Разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, включват обслужвания, ремонт и поддръжка на газобуталните 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.

1.3. Обосновка на разходите за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях

Прогнозният разход за заплати и възнаграждения е съобразен с числеността на персонала, обслужващ дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и „Пренос на топлинна енергия“, и възнагражденията, определени на база подписаните трудови договори. Числеността на персонала в дружеството е оптимизирана до 165 души работници и служители. Дружеството се управлява от Съвет на директорите състоящ се от 3 човека.

Планираните средства за работна заплата общо за дружеството за периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. са 3 649 хил. лв., от които 2 481 хил. лв. за работниците и служителите от дейността „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и 1 168 хил. лв. за работниците и служителите от дейността „Пренос на топлинната енергия“.

Разходите за начисления, свързани със заплати и възнаграждения за 2020 г. и ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. са определени на база:

- *Закона за бюджета на Държавното обществено осигуряване;*
- *Закона за здравното осигуряване;*
- *Кодекса за социално осигуряване;*
- *Наредба за елементите на възнаграждението и за доходите, върху които се правят осигурителни вноски от една страна и разходите за заплати и социални разходи от друга страна.*

Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения, и на начисленията, свързани с тях през новия ценови период спрямо същите за 2020 г. се дължи на 10-процентно увеличение на средствата за работна заплата, както и на това, че през 2020 г. е по-малък размерът на разходите за заплати с неотработени 3 094 работни дни в резултат на обезщетения по болест и майчинство, 20 дни платен отпуск за раждане на дете по чл. 163, ал. 8 от КТ, както и с 35 работни дни неплатен отпуск по чл. 160, ал. 2 от КТ. Отделно в рамките на 2020 г. отражение дава и движението на персонала - назначени и напуснали работници и служители.

Средствата за работна заплата и осигурителни вноски на персонала са посочени без да се предвиждат неотработени дни и неплатени отпуски.

Съгласно чл. 91 от раздел IX на действащия в дружеството КТД, работодателят се задължава да осигури средства за социални разходи в размер не по-малко от 10 % от начислените средства за работна заплата. Средствата за социални разходи за 2020 г. са 3,32% от начислените средства за работна заплата, а за периода 01.07.2021 – 30.06.2022 г. са предвидени 4,00%.

1.4. Обосновка на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията

Общият размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, по отчет за 2020 г. е 863 хил. лв., а този за новия ценови период е 2 436 хил. лв. или увеличението е с 1 573 хил. лв. Всички позиции на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, за новия ценови период са определяни на база достигнатия им размер през отчетната 2020 г. Увеличението през периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. спрямо тези за 2019 г. се наблюдава в позицията, отчитаща разликата между прогнозната и отчетна цена.

1.5. Обосновка на приходи от присъединяване и от топлоносител

През новият ценови период не са планирани приходи от присъединяване и от топлоносител, тъй като до момента няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти, както и за ползване на топлоносител.

През 2020 г. също няма реализирани приходи от описаните по-горе дейности.

Обосновка на променливите разходи

1.5.1. Обосновка на разходите за горива

Разходите за горива в енергийната и водогрейната части, посочени в променливите разходи, са определени при цена на природния газ 403,19 лв./kпm^3 в съответствие с показателите по Справка № 4 „ТИП-Производство“ по приложения модел.

Специфичният разход на условно гориво за електрическа енергия от комбинирано производство за новия регулаторен период е приет в размер на 94,12 g/kWh$_e$ при отчетна стойност на показателя 95,53 g/kWh$_e$ за 2020 г., т. е. с 1,41% по-ниско.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от комбинирано производство за регулаторния период 07.2021 - 06.2022 г.е приет в размер на 197,39 kg/MWh$_{th}$ при отчетна стойност на показателя 194,42 kg/MWh$_{th}$ за 2020 г., т. е. с 2,97% по-високо.

Тези показатели осигуряват цялото количество произведена електрическа енергия като комбинирано с обща ефективност 82,00% и икономия на гориво в размер на 22,18 %, определени на база произведени количества топлинна и електрическа енергия. Съответните отчетни показатели за 2020 г. са: обща ефективност на комбинирано производство 81,98% при икономия на гориво в размер на 21,78%.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от разделно производство за регулаторния период 07.2021 - 06.2022 г. е разчетен в размер на 142,79 kg/MWh$_{th}$ с обща ефективност 86,04% при отчетните стойности на показателите за 2020 г., съответно, 142,88 kg/MWh$_{th}$ и 85,99%.

1.5.2. Обосновка на разходите за вода

Разходите за вода се формират от три компонента – разходи за вода за подпитка, разходи за вода за технологични нужди и разходи за вода за битови нужди.

Разходът за вода за подпитка в натурално изражение за регулаторния период 01.07.2021-30.06.2022 г. е приет в размер на 7,52 m^3/h, при разход за 2020 г. 7,51 m^3/h. За подпитка на топлопреносната мрежа се използва химически обработена сондажна вода, за която на ВиК Бургас се заплаща само цена за канал в размер на 0.467 лв./m^3 и такса за правото за водоползване на сондажна вода 0.07 лв/m^3. Разходът на вода за подпитка е в размер на 35 379 лв

За технологични нужди се използва питейна вода и вода от сондажните кладенци в съотношение, съответно 56% към 44%, което формира средна цена на водата за технологични нужди 1,96 лв./m^3, при цена на питейната вода от ВиК Бургас 2,476 лв./m^3 към момента. Цената на сондажната вода, използвана за технологични нужди, се формира от цените на ВиК Бургас за канал 0,467 лв./m^3, пречистване 0,761 лв./m^3 и такса за правото за водоползване на сондажна вода 0,07 лв./m^3, т.е. обща цена 1,298 лв./m^3.

Приетата база за определяне на плановите количества вода за технологични нужди в дружеството е количеството произведена топлинна енергия.

Данните за разходите на вода са отнесени към 1 MWh$_{th}$ произведена топлинна енергия за последните пет години.

Приетата стойност за новия регулаторен период е в съответствие с постигнатите стойности за периода 2016 – 2020 г. и е в размер на 42 028 лв.

За битови нужди се използва питейна вода от ВиК Бургас при цена 2,476 лв./m^3 към момента. Приетата база за определяне на плановите количества вода за битови нужди в дружеството е календарен ден. Данните за разходите на вода са отнесени към 1 ден за последните години.

Приетата стойност на показателя за новия регулаторен период е в съответствие със средната от отчетните стойности за последните пет години, т.е. 9,80 m^3/ден.

Общият разход за вода за регулаторния период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. е в размер на 91 хил .лв., включително такса за правото за водоползване на сондажна вода в размер 5 хил. лв

1.5.3. *Обосновка на разходите за закупена електрическа енергия*

Тези разходи се формират от количеството електрическа енергия, предназначено за абонатните станции, и включват разходи за консумирана активна еднотарифна електрическа енергия и разходи за достъп до електроразпределителната мрежа на „Гранд Енерджи Дистрибюшън“ ЕООД.

Приетата база за определяне на разхода на закупената активна електрическа енергия за АС в натурално изражение е количеството на реализираната топлинна енергия. Данните за разходите на електрическа енергия са отнесени към 1 MWh_{th} реализирана топлинна енергия за последните три години.

Приетата стойност за новия регулаторен период е в размер на 8,60 kWh/MWh_{th} е в съответствие с планираното количество реализирана топлинна енергия.

Разходът за достъп до електроразпределителната мрежа на „Гранд Енерджи Дистрибюшън” ЕООД е определен при цена 0,0311 лв./(kW.ден). „Топлофикация Бургас“ АД има присъединени 926 АС с обща присъединена мощност 10 650 kW.

Общият разход за закупуване на електрическа енергия е в размер на 281 хил. лв.

1.5.4. *Обосновка на разходите за консумативи*

Разходите за консумативи 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. Данните за разходите за консумативи са показани в табличен вид.

1.5.5. *Обосновка на разходите за външни услуги*

В разходите за външни услуги са включени разходите за небаланс от участие в специална балансираща група, разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система”, разходите за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса и ежемесечните такси за достъп до електропреносната мрежа.

Разходите за небаланс от участие в специална балансираща група на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство са прогнозирани в размер на 801 хил. лв. Същите са определени на база на прогнозируем небаланс в размер на 4% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия – 185,51 лв./MWh_e, изчислена като средна претеглена от издадените фактури за небаланс за периода от 01.07.2020 г. до 31.12.2020 г.

Разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система“ са прогнозирани в размер на 1 233 хил. лв. Същите са определени на база 5% от количеството на нетната продадена електрическа енергия, след приспадане прогнозния небалас и цена на електрическата енергия от 228,61 лв./MWh_e, изчислена по приложените справки от № 1 до № 9 за новия ценови периода.

Предвидените разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса са на обща стойност 52 хил. лв. Определени са в размер на 5,5% от изразходените количества биомаса и таксата за депониране на отпадъци (125 лв./t), отчисления по чл. 60 и чл. 64 от Закона за управление на отпадъците (общо 77,60 лв./t), плюс таксата за превоз на отпадъците на разстояние общо 35 km в двете посоки по 3,34 лв./km.

Разходите за достъп до електропреносната мрежа на обща стойност 244 хил. лв. са определени на база нетната продадена електрическа енергия за периода от 01.07.2021 до 30.06.2022 г. и цена 2,26 лв./MWh_e.

1.5.6. *Обосновка на разходите за емисии парникови газове (CO_2)*

1. За периода 01.07.2020 -30.06.2021 г. предстоящите на закупуване емисии въглероден диоксид за производството на електрическа и топлинна енергия трябва да се определят като от верифицираните количества бъдат приспаднати предвидените безплатни квоти за двата продукта – топлинна енергия и електрическа енергия съответно по чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87ЕО (Директивата), (изменена с Директива 2009/29ЕО).

Особеност на включването в сметките на безплатни квоти за двата продукта, топлинна енергия и електрическа енергия:

През 2021 г. компетентните органи ще издават квоти за първата година от Фаза 4 на ЕСТЕ (2021-2030). Валидността на тези „нови“ квоти, обаче, ще бъде за периода от 2021 г.

нататък и те няма да могат да се използват за изпълнение на задълженията на операторите за предходната 2020 г. (да се заемат). Това означава, че при предаването на съответните количества квоти в Националния регистър до 30 април 2021 г. за изпълнение на задълженията на операторите за 2020 г. цялото генерирано количество квоти трябва да бъде закупено от оператора или, ако има налични такива, да се използват само „стари“ квоти, издавани през периода 2013 – 2020 г., с каквито дружеството не разполага.

Т. е. количеството безплатни квоти за топлинна енергия по чл. 10а от Директивата, които трябва да бъдат включени в отчет за 2020 г., е равно на 0.

За „Топлофикация – Бургас“ АД за 2020 г. не са предвидени безплатни квоти за електрическа енергия, съответно за 2020 г. количеството безплатни квоти за електрическа енергия по чл. 10в от Директивата е равно на 0.

Генерираното количество емисии парникови газове за 2020 г. е верифицирано в размер 62 346 t CO_2 и е изчислено, съгласно изискванията, по утвърдения формуляр за Докладване на годишни емисии на ИАОС.

Цялото количество емисии на дружеството за 2020 г. е определено като отчетеното на вход на ГРП на централата количество природен газ е умножено по емисионния фактор, долната топлина на изгаряне на природния газ, по данни от последната инвентаризация на емисиите на парникови газове за 2020 г., представени по-горе, и коефициент на окисление, равен на 100%.

Общото количество на дефицита от емисии въглероден диоксид за производството на двата продукта за 2020 г. възлиза на 62 346 t CO_2.

2. За новия регулаторен период 01.07.2021-30.06.2022 г. предстоящите за закупуване емисии CO_2 за производството на електрическа и топлинна енергия са определени в съответствие с изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.11 и т. 20.12 от Указания - НВ като от верифицираните количества са приспаднати предвидените безплатни квоти за двата продукта, съобразно чл. 10а и чл. 10в от Директивата.

Общият разход на природен газ за новия ценови период се планира в размер 37 261 knm^3 и е аргументиран в т. 1.6.1. от това изложение с обосновка на показатели за очакваната ефективност на работа на съоръженията в комбинираната част и във водогрейната част на централата.

Прогнозните количества генерирани въглеродни емисии през новия ценови период са 70 866 t CO_2, определени въз основа на утвърдения от МОСВ формуляр с нанесени формули за изчисления, както следва:

1. *Емисионен фактор за природен газ – 55,539 t CO_2/TJ*
2. *Долна топлина на изгаряне на природния газ – 34,244 GJ/knm^3*
3. *Коефициент на окисление – 100%*
4. *Количество на горивото природен газ – 37 261 knm^3*
5. *Прогнозно количество на генерираните емисии – 70 866 t CO_2*

Цялото количество емисии на дружеството е определено като необходимото количество природен газ за ценовия период 37 261 knm^3 е умножено по емисионния фактор, долната топлина на изгаряне на природния газ, по данни от последната инвентаризация на емисиите на парникови газове за 2020 г., представени по-горе, и коефициент на окисление, равен на 100%.

Прогнозното количеството безплатни квоти за 2021 г за топлинна енергия по чл. 10а от Директивата, които следва да бъдат включени в новия регулаторен период, е равно на 0 t, тъй като до този момент няма утвърдени от МОСВ безплатни емисии за по чл. 10а от Директивата.

Прогнозното количеството безплатни квоти за 2021 г. за електрическа енергия по чл. 10в от Директивата, които следва да бъдат включени в новия регулаторен период, е равно на 0.

За новия ценови период количествата емисии за закупуване от дружеството са в размер на 70 866 t CO_2. Цената им е в размер на левовата равностойност на 45,40 евро/t CO_2, а разходите за закупуването им възлизат на 6 292 524 лв. Цената на квотите е определена на база достигната такава през отчетната 2020 г.

<u>II. СПРАВКА № 2 - РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ</u>

Справка № 2 е изготвена, като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2020 г. 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 31.12.2020 г.

Регулаторната база на активите е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за разделно и комбинирано производство, така и по продукти.

2.1. Обосновка на признатата стойност на ДА и тяхното разделяне между двата продукта

Общата призната стойност на ДА за ценообразуването е разделена на призната стойност за производство на топлинна и електрическа енергия и призната стойност за пренос на топлинна енергия. 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.

2.2. Обосновка на стойноста на оборотния капитал и разпределянето му между двата продукта

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 258 хил. лв., тази за „Производство на топлинна и електрическа енергия“, в размер на 4 099 хил. лв., е разпределена пропорционално на база нетните (балансовите) стойности на дълготрайните активи, обслужващи производството на двата продукта, посочени в Справки № 2 „РБА“.

III. СПРАВКА № 3 - НОРМА НА ВЪЗВРАЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА

Стойността на собствения капитал в Справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2020 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 възвръщаемост са определени в съответствие със задълженията по кредити и техните лихвени ставки.

IV. СПРАВКА № 4 – ТИП-ПРОИЗВОДСТВО

В тази част на обосновката е аргументирано общото количество топлинна енергия за производство и неговото разпределение по производствени съоръжения (ИКПТЕЕ и водогрейна част), а също така количеството електрическа енергия произведена от ИКПТЕЕ.

Общото количество топлинна енергия е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на 191 300 MWh_{th} и топлинната енергия за собствени нужди в размер на 3 636 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. Прието е прогнозно количество на топлинна енергия за собствени нужди в размер на 3 636 MWh_{th}.

Общото количество произведена топлинна енергия в размер на 194 936 MWh_{th} е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса, в размер на 191 300 MWh_{th} и количеството топлинна енергия за собствени нужди - 3 636 MWh_{th}.

Обосновка на произведеното количество електрическа енергия от ИКПТЕЕ

Количеството електрическа енергия, произведено от ИКПТЕЕ, е определено в зависимост от общото количество наработени мото-часове и средния електрически товар на един двигател. Общият брой работни часове за новия регулаторен период 01.07.2021-30.06.2022 г. на цялата инсталация възлиза на 50 200 мото-часа. Същите са съобразени с броя и продължителността на обслужванията, предписани от завода-производител.

Приета е прогнозна средна електрическа мощност в размер на 2,272 MW_e на мото-час.

Използвайки тази стойност на средната електрическа мощност и посочените 50 200 мото-часа на работа на ИКПТЕЕ през регулаторния период 01.07.2021-30.06.2022 г. е получена стойност на произведената електрическа енергия в размер на 114 063 MWh_e.

Обосновка на продаденото количество електрическа енергия

Продаденото количество електрическа енергия е разлика между количеството произведена електрическа енергия от ИКПТЕЕ и количествата електрическа енергия за собствени нужди и загуби при трансформацията на 6,3 kV и 20 kV в съоръженията на ЕСО ЕАД. Продаденото количество електрическа енергия за регулаторния период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. възлиза на 107 892 MWh_e.

Приета е прогнозна средна топлинна мощност в размер на 2,433 MW_{th} на мото-час и при 50 200 мото-часа на работа на ИКПТЕЕ се получава 122 141 MWh_{th} произведена топлинна енергия от ИКПТЕЕ.

Количеството топлинна енергия, произведена от водогрейната част, възлиза на 72 795 MWh_{th} и е разликата от общото количество произведена топлинна енергия в размер на 194 936 MWh_{th} и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 122 141 MWh_{th}.

V. СПРАВКА № 5 – ТИП-ПРЕНОС

През новия ценови период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 136 758 MWh, които включват топлинна енергия за отопление – 61 000 MWh и за битово-горещо водоснабдяване – 75 758 MWh.

<u>Топлинна енергия за отопление</u>

Топлинната енергия за отопление за ценовия период 01.07.2021- 30.06.2022 г. се определя въз основа на анализа показателя по отчетни данни по години и очакваното реализирано количество топлинна енергия към края на отоплителен сезон 2020/2021 г.

За новия регулаторен период очакваното количеството топлинна енергия за отопление се планира в размер 61 000 MWh, при средна външна температура за отоплителните месеци 7,27 ^oC и обща сума на ден-градусите за годината 2 030.

<u>Топлинна енергия за за битово-горещо водоснабдяване (БГВ)</u>

Количеството топлинна енергия за БГВ за регулаторния период 01.07.2021-30.06.2022 г. е планирано с очаквано увеличение от 9,75% спрямо отчетеното за 2020 г. и съставлява 75 578 MWh_{th}

<u>Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях.</u>

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях е определено на база статистическите данни от 2014 г. с отчитане на текущото състояние на топлопреносната мрежа и външните метеорологични условия.

Планираната стойност на този показател за регулаторен период 07.2021-06.2022 г. в размер на 45 500 MWh_{th} е с 4,16 % по-високо от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2017 – 2020 г.

<u>Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.</u>

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС е определено на база статистическите данни по години от 2017 г. и Методиката за изчисление на технологичните загуби в АС – разработка на ТУ – София. Приетата стойност на този показател е 4 500 MWh_{th}.

<u>Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа</u>

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа за новия ценови период в размер на 4 542 MWh_{th} е определено при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 7,52 m^3/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 72,28 ^oC и 48,04 ^oC.

Общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи за периода 01.07.2021-30.06.2022 г. е в размер на 54 542 MWh_{th}.

Като резултат от изложеното по-горе отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода за прогнозния ценови период е в размер на 191 300 MWh.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия са завишени с 9,35% спрямо отчетните за ценовия период.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са занижени със 7,46% спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са увеличени с 6,70% спрямо отчетните за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 48,85% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 251,56% и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 135,14%.

През следващия регулаторен период, дружеството предвижда ръст на общата стойност на инвестиционните разходи с 52,38%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	191 970	175 603	178 383	191 300	12 917	7,24%	-670	-0,35%
1.1.	гореща вода	MWh	191 970	175 603	178 383	191 300	12 917	7,24%	-670	-0,35%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	3 704	3 408	3 520	3 636	116	3,30%	-68	-1,84%
2.1.	гореща вода	MWh	3 704	3 408	3 520	3 636	116	3,30%	-68	-1,84%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,89%	1,90%	1,93%	1,87%	0	-3,60%	0	-1,46%
3.1.	гореща вода	%	1,89%	1,90%	1,93%	1,87%	0	-3,60%	0	-1,46%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	195 674	179 011	181 903	194 936	13 033	7,16%	-738	-0,38%
4.1.	гореща вода	MWh	195 674	179 011	181 903	194 936	13 033	7,16%	-738	-0,38%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	74 096	66 535	67 942	72 795	4 853	7,14%	-1 301	-1,76%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	114 379	101 618	104 372	114 063	9 691	9,28%	-316	-0,28%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	114 379	101 618	104 372	114 063	9 691	9,28%	-316	-0,28%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	108 351	96 218	98 670	107 892	9 222	9,35%	-459	-0,42%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh	6 028	5 400	5 703	6 171	468	8,21%	143	2,37%
		%	5,27%	5,31%	5,46%	5,41%	0	-0,98%	0	2,66%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	372 982	334 381	346 676	368 235	21 559	6,22%	-4 747	-1,27%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	286 019	257 001	262 230	283 628	21 398	8,16%	-2 391	-0,84%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	86 963	77 380	84 446	84 607	161	0,19%	-2 356	-2,71%
9	ОБЩА ефективност	%	81,20%	81,98%	81,92%	82,00%	0	0,10%	0	0,98%
10	Топлинна ефективност	%	41,21%	42,44%	42,12%	41,78%	0	-0,79%	0	1,38%
11	Електрическа ефективност	%	39,99%	39,54%	39,80%	40,22%	0	1,04%	0	0,56%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	85,20%	85,99%	80,46%	86,04%	0	6,94%	0	0,98%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	99,48	100,89	98,79	99,50	1	0,72%	0	0,02%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	182,55	178,66	184,12	180,37	-4	-2,04%	-2	-1,20%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	139 528	123 299	127 268	136 758	9 490	7,46%	-2 770	-1,99%
10.1.	гореща вода	MWh	139 528	123 299	127 268	136 758	9 490	7,46%	-2 770	-1,99%
10.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	52 442	52 304	51 116	54 542	3 426	6,70%	2 100	4,00%
		%	27,32%	29,79%	28,65%	28,51%	0	-0,50%	0	4,37%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	52 442	52 304	51 116	54 542	3 426	6,70%	2 100	4,00%
		%	27,32%	29,79%	28,65%	28,51%	0	-0,50%	0	4,37%
13	Технологични разходи - пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	6 997	6 181	6 966	10 400	3 434	49,30%	3 403	48,64%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	1 263	1 081	1 178	1 223	45	3,82%	-40	-3,17%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	640	440	814	2 250	1 436	176,41%	1 610	251,56%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	3 276	3 102	3 310	3 649	339	10,24%	373	11,39%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	782	695	801	842	41	5,12%	60	7,67%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	679	592	661	696	35	5,30%	17	2,50%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	103	103	140	146	6	4,29%	43	41,75%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	1 036	863	863	2 436	1 573	182,27%	1 400	135,14%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	2 324	1 825	2 204	2 330	126	5,72%	6	0,26%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	352,91	333,92	329,78	403,19	73	22,26%	50	14,25%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	640	440	814	2 250	1 436	176,41%	1 610	251,56%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	640	321	637	2 100	1 463	229,67%	1 460	228,13%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	119	177	150	-27	-15,25%	150	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	2 100	2 829	3 050	3 200	150	4,92%	1 100	52,38%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 800	2 736	2 900	3 000	100	3,45%	1 200	66,67%
II.2.	по преноса	хил. лв.	300	93	150	200	50	33,33%	-100	-33,33%

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представеният одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. общият всеобхватен доход на „Топлофикация Бургас“ АД е ***загуба*** в размер на 1 073 хил. лв., формирана от ***загуба*** в размер на 1 018 хил. лв. и друг всеобхватен доход ***загуба*** в размер на 55 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е ***печалба*** в размер на 736 хил. лв., формирана от ***печалба*** в размер на 946 хил. лв. и друг всеобхватен доход ***загуба*** в размер на 210 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби на продукция за 2020 г. намаляват спрямо предходната година с 13,12%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват със 7,09%.**

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,82, което показва, че дружеството е затруднено да осигури собствени средства необходимите за инвестиране в нови дълготрайни активи.

Общата ликвидност за 2020 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 1,22, което показва, че дружеството разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за 2020 г. е 1,13 и показва, че дружеството разполага с достатъчно собствен финансов ресурс да обслужва дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 53% собствен капитал и 47% привлечен капитал, докато за 2019 г. е 57% собствен капитал и 43% привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт са коригирани от 2 250 хил. лв. на 440 хил. лв. или с 1 810 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 11,14%, поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2020 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 640 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2020 г. – 440 хил. лв., съгласно представените данни и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 649 хил. лв. на 3 102 хил. лв. или с 547 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 842 хил. лв. на 695 хил. лв. или с 147 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за външни услуги, като част от променливите разходи, са коригирани от 2 330 хил. лв. на 2 050 хил. лв. или с 280 хил. лв., до нивото на отчетените през 2020 г., завишени с 12% в съответствие с увеличението на количествата произведена енергия през новия ценови период със същия процент;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 6 293 хил. лв. на 6 514 хил. лв. или с 221 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 70 866 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 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 2020 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 01.07.2021 г. - 30.06.2022 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	газьол	пелети, слама, дърв.чипс	биомаса	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	55,5455	77,4000	74,1000	112,0000	100,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	34,2400	40,0000	41,9860	15,6000	11,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	100%	
Тф Бургас		**37 261**	0	0	**4 372**	0	
емитирани CO_2, t		70 866	0	0	0	0	**70 866**

Прогнозни емисии CO_2 – 70 866 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 70 866 **t X** 91,92 лв./t **= 6 514 хил. лв.**
Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: **природен газ - 37 261 knm^3 и слънчогледови пелети - 4 372 t**.

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 7,47% на 4,32% 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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,51 лв./MWh;

3. Цени за пренос и капацитет през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 0,61+3,02 =3,63 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ - 44,14 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

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни								**Прогнозни данни**				
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	22 622	20 473	20 516	22 002	28 896	33 342	33 924	31 052	33 596	36 425	26 293	24 171	**333 313**
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	**31,15**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	18,90	18,48	22,23	24,47	27,93	29,70	26,66	30,09	27,47	31,68	33,76	33,76	**27,65**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	92,07	92,02	14,87	119,80	56,93	78,02	247,81	119,94	203,07	86,15	-24,57	67,68	**1 154**
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**	**28,06**
		-0,20	-0,19	-0,23	-0,25	-0,28	2,00	-0,27	-0,31	-1,17	-1,51	-3,95	1,76	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,00	18,58	22,35	24,60	28,07	27,70	26,80	30,24	28,06	32,44	35,73	32,00	**27,69**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**60 142**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-539,47**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 614,33

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

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

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 220,19 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 95,12 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 78,70 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
   - Необходими годишни приходи – 34 519 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 33 685 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 755 хил. лв. и променливи – 27 930 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 19 303 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 4,32%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 107 892 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 136 758 MWh

5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-53-3 от 01.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия и на цена на топлинна енергия, произведени по комбиниран начин, на хартиен носител и електронен носител. Към заявлението е приложена прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР, с изключение на отчетна информация за 2020 г. с приложени справки по ЕССО.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода - 89,94 лв./MWh;
2. Цена на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин – 206,93 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на топлинна и електрическа енергия са изчислени при цена на природен газ 371,35 лв./knm^3 (без акциз, пренос, достъп и ДДС).

Обосновка на ценообразуващите елементи в заявлението утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия от 01.07.2021 г.:

*1. **Необходимите годишни приходи** са в размер на 19 213 хил. лв., което представлява увеличение от 6,62% спрямо базовата 2020 г.*

*2. **Възвращаемостта на капитала** е в размер на 1 174 хил. лв., при норма на възвращаемост на собствения капитал 5%, средно претеглена норма на възвращаемост на привлечения капитал 2,64%, данък печалба 10% и калкулирана обща норма на възвращаемост 3,88%, равна на определената от КЕВР за предходния ценови период. Намалението със 17,73% между абсолютната стойност на възвращаемостта на капитала през 2020 г. и тази, която се предвижда за 2021 г. се дължи на намаляване на нормата на възвращаемост на собствения капитал до 5% (намалено от предходния период - 7%), комбинирано с изтичане срока на договора за заем с „Веолия Енерджи Интернешънъл“ и промяна към намаляване в лихвените условия. Предстои предоговаряне и влизане в сила на нови условия за ползване на парични средства от Групата „Веолия“, под формата на краткосрочен и дългосрочен заем, в които ще бъдат отразени предлаганите тук промени, свързани с намаляване на лихвените нива.*

3. ***Условно-постоянни разходи - Дружеството планира намаление в условно*** *постоянните разходи с 1,18% (83 хил. лв.).*

4. Разходи за амортизация

Планира се запазване на разходите за амортизация за бъдещия регулаторен период. 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 31.12.2020 г.

5. Разходи за ремонт

Следвайки утвърдената от дружеството ремонтна програма се предвижда увеличаване в размера на разходите за ремонт с 9,18% (89 хил. лв.), което се дължи основно на увеличаването на цените на резервните части за когенераторните инсталации и предвиденото извършване на ремонтни дейности на ел. уредби 20 kV, 6 kV, 0,4 kV, прекъсвачи, релейни защити и кабелни трасета.

6. Разходи за заплати и възнаграждения

Разходите за новия ценови период са определени на база действащите организационна структура, политиката за управление на човешките ресурси и средствата за работни заплати и възнаграждения.

Към 31.03.2021 г. на щат в дружеството са 63 човека. Разходите за заплати и възнаграждения възлизат на 1 621 хил. лв., като са увеличени с 4,04% (63 хил. лв.) спрямо базисната 2020 г., а тези за осигурителни вноски и социални разходи се увеличават със 7,99% (37 хил. лв.). Повишаването в двата разхода е в резултат на увеличение на фонд работна заплата и съответните социални разходи и осигуровки предимно по отношение на новоназначените работници и служители.

7. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ са планирани на база отчетените през 2020 г. разходи, индексирани с инфлация от 1,8 %, съобразена с груповите инструкции на Веолия груп. Намалението, което предвижда Дружеството е в размер на 15,13% (305 хил. лв)., от 2 015 хил. лв. до 1 710 хил. лв.

По-съществено изменение се наблюдава в разходите за:

- *Пощенски разходи, телефони и абонаменти - Увеличението се дължи основно на сключване на нови договори за комуникационни, спедиторски и пощенски услуги.*
- *Експертни и одиторски услуги - Увеличението се дължи основно на плановете на дружеството да въведе стандартизирана система ISO 37 001, сключване на нови договори за подбор на персонал и правни услуги.*
- *Охрана на труда - Увеличението в позицията се дължи основно на допълнителни разходи за превантивни мерки срещу Covid-19, включващи дезинфекция и осигуряване на предпазни материали и консумативи.*
- *Командировки - По-малкото отчетени разходи през базисната 2020 г. се дължат на епидемичната обстановка и наложените строги ограничения за пътуване. За новия регулаторен период дружеството планира 18 хил. лв.*
- *Такса събрано инкасо - Във връзка с обявената епидемична обстановка и последвалите мерки по отношение на трудовата заетост и социалната политика, през базовия период се наблюдава спад в нивото на събраните суми, което респективно води до намаление на разходите за инкасо.*

В допълнение, през 2020 г. дружеството отчита по-малко разходи, което се дължи на стартирал процес по актуализиране на фирмените процеси и процедури по контрол и събиране на вземанията. В резултат на това всички действия по събираемост бяха ограничени. За новия регулаторен период дружеството планира увеличение на разхода, в резултат на подновяване на процесите по събираемост.

- *В позицията „Отписани вземания“ и във връзка с чл. 37, ал. 1 от ЗКПО, дружеството е планирало признаване на разходи от отписване на несъбрани вземания от клиенти на топлинна енергия в размер на 100 хил. лв.*
- *Представителни и други разходи - След направен анализ на извършените инвестиционни разходи и проучване на възможностите за реализиране на конкретни проекти, дружеството е взело решение за частично отписване на някои от направените*

разходи, което води до завишаване на разходите в позиция „Други“ с 200 хил. лв. през 2020 г. Основна причина за това е, че реализирането на проектите няма да бъде осъществено по начина, по който е планирано в първоначалния им вид.

- *Възстановени суми по решение № Ц-25 от 24.06.2020 г. на КЕВР*

Във връзка с изпълнение на § 2, ал. 9 т. 2, ал.10, ал.11 и ал.16 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за допълнение на Закона за енергетиката (ПЗР на ЗД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2020 г.) и съгласно решение № Ц-25/24.06.2020 г, Дружеството е възстановило суми на обща стойност 550 хил. лв., както следва:

- 490 хил. лв. за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство;

Съобразно българското счетоводно законодателство намалението на приходите от продажби на електрическа енергия за периода 05.08.2019 - 31.12.2019 г., в размер на 263 хил. лв., е отчетено в увеличение на перо „Други разходи“ в 2020 г. Намалението на приходите за периода 01.01.2020 - 31.03.2020 г., в размер на 227 хил. лв., е отчетено директно в намаление на приходите от продажби на електрическа енергия в 2020 г.

- 60 хил. лв. за топлинна енергия с топлоносител гореща вода;

Съобразно българското счетоводно законодателство намалението на приходите от продажби на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за периода 05.08.2019 - 31.12.2019 г., в размер на 23 хил. лв., е отчетено в увеличение на перо „Други разходи“ в 2020 г. Намалението на приходите за периода 01.01.2020 - 31.03.2020 г. е отчетено директно в намаление на приходите от продажби на топлинна енергия с топлоносител гореща вода в 2020 г.

***8. Променливи разходи** - За новия регулаторен период са предвидени в размер на 11 078 хил. лв.*

***8.1. Разходи за основно гориво** - Планираният разход на природен газ е в размер на 7 274 хил. лв. при прогнозна индивидуална цена за дружеството 31,80 лв/MWh (без ДДС), съгласно указанията в Писмото на КЕВР и решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. и цени за пренос, технологична компонента и задължение към обществото през газопреносната мрежа 0,6496 лв./MWh. Разходите за капацитетни продукти са калкулирани на база цените на „Булгартрансгаз“ ЕАД и са показани в Приложение № 2б.*

***8.2. Разходи за вода** - Прогнозните разходи за вода за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. са 177 хил. лв. и се формират от три компонента – за подпитка на топлопреносната мрежа, за производство и за битово водоснабдяване на производствената централа. Те са планирани спрямо нуждите в производството и преноса, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. 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 по-висок с 22 хил. лв. спрямо базовия, защото през декември 2019 г. е отчетено по-високо потребление на вода, поради техническа грешка в отчета на използваните количества, което е обосновка за по-ниските разходи в базовата 2020 г.*

***8.3. Разходи за закупена енергия** - Разходите за закупена електрическа енергия са в размер на 235 хил. лв. и се формират от количеството електрическа енергия, предназначено за АС и за собствени нужди на централата. Те са планирани спрямо нуждите в производството и преноса, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период.*

От 01.07.2020 г. „Енерго-ПРО Енергийни услуги“ ЕАД е увеличило стойността на компонентата си „Мрежови услуги“, като част от електрическата енергия, с допълнителна такса за предоставена мощност по брой дни за месец. Това е основната причина за по-високия разход за електрическа енергия в бъдещия регулаторен период спрямо отчетната 2020 г. Към гореспоменатите разходи не са предвидени такси за достъп до електропреносната мрежа на производители на електрическа енергия по ВЕКП.

8.4. Разходи за консумативи, химикали и реагенти

Разходите за консумативи са в размер на 19 хил. лв. и са планирани спрямо нуждите в производството и преноса, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период.

8.5. Разходи за външни услуги - *Увеличението в бъдещия регулаторен период с 25 хил. лв. се дължи на подобряване и поддържане на високо ниво на информираност на клиентите, включващо рекламни и комуникационни кампании.*

В разходите за външни услуги за новия регулаторен период от 01.07.2021 г. са предвидени 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.

8.6. Акциз на природния газ - *Разходите за акциз на природния газ възлизат на 283 хил. лв. и са определени на база изчисленото количество в GJ в Справка № 4 „ТИП-Производство“ по приложените справки от № 1 до № 9 с калоричност, пресметната в Приложение № 2б.*

8.7. Разходи за емисии парникови газове (CO_2)

Разходи за емисии CO_2 в бъдещия период възлиза на 2 914 хил. лв. и се получава като произведение на общото количество на дефицита 37 253 t CO_2 и прогнозна цена 40 евро/t. Разходът е по-голям от базовата година, отчитайки намалена консумация на природен газ и липсата на безплатни квоти в комбинация с по-високата прогнозна цена.

Във връзка с производствената си дейност през отчетната 2020 г. дружеството е емитирало емисии парникови газове в размер на 37 516 t, които са потвърдени в приложения годишен верификационен доклад.

Размерът на безплатните квоти за 2020 г. е определен както следва:

Безплатни квоти ТЕ – 6 201 t (за 2020 г.)

Безплатни квоти ЕЕ – 0 t (за 2020 г.)

Общо безплатни квоти – 6 201 t

След приспадане на количествата безплатни квоти се получава дефицит в размер на 31 315 t. Дружеството е сключило и реализирало сделка за закупуване на 37 000 t CO_2 емисии при единична цена от 20,87 евро/t (40,82 лв./t) на обща стойност 772 190 евро (1 510 272,37 лв.). В края на третия програмен период, през м. декември 2020 г. са закупени допълнително 2 000 t CO_2 емисии при единична цена от 29,95 евро/t (58,58 лв./t) на обща стойност 59 900 евро (117 154,22 лв.). Общата сума на направените разходи за 2020 г. е в размер на 1 564 919,25 лв., като при посочените количества от 31 315 t дефицит и формирана среднопретеглена цена от 49,97 лв./t. За нуждите на изчислението на разходите за CO_2 емисии парникови газове за базовата 2020 г. в ценовия модел дружеството е използвало тази цена.

За текущия регулаторен период 01.07.2020 - 30.06.2021 г. се предвижда емитирането на въглеродни емисии в размер на 37 086 t, които се получават като сума от емитираните количества емисии през втората половина на 2020 г. в размер на 15 587 t и емитираните количества емисии през първата половина на 2021 г. в размер на 21 499 t.

Размерът на безплатните квоти за текущия регулаторен период е определен, както следва:

Безплатни квоти за 2020 ½ (6 201 + 0) = 3 100,5 t (½ за 2020 г)

Безплатни квоти за 2021 г. ½(0 + 0)= 0 t (½ за 2021 г)

Период	***Текущ регулаторен период 2020-2021***				
	Емисии	***Безплатни квоти***	***Дефицит***	***Средно-пре-теглена цена***	***Стойност***
	t	***t***	***t***	***лева/t***	***лева***
7-12.2020	*15 587*	*3 101*	*12 486*	*49,97*	*623 995*
1-6.2021	*21 499*	*0*	*21 499*	*42,07*	*904 570*
Общо	***37 086***	***3 101***	***33 986***	***44,98***	***1 528 564***

Видно от таблицата по-горе, след приспадане на количествата безплатни квоти за втората половина на 2020 г. се получава дефицит в размер на 12 486 t, на стойност 623 994,53 лв., калкулирани при среднопретеглена цена за 2020 г. 49,97 лв./t. За първата половина на 2021 г. се получава дефицит от 21 499 t на стойност 904 569,92 лв., изчислени при единична цена от 42,07 лв./t (предварително вътрешно-групово договорени 38 000 t CO_2 емисии на цена от 21,52 евро/t (42,09 лв./t) и остатък след реституция на 2020 г. 1547 t на стойност 64 548,20 лв., с формирана средно-претеглена цена 41,71 лв./t.

При така посочените количества и разходи се формира среднопретеглена цена – 44,98 лв./t, която е използвана за нуждите на калкулирането на разходите за CO_2 емисии парникови газове за текущия регулаторен период.

Прогнозното количество емисии парникови газове за ценовия период 01.07.2021 – 30.06.2022 г. в размер 37 253 t CO_2 е изчислено, съгласно изискванията, по утвърдения формуляр за Докладване на годишни емисии на ИАОС и използваните за това параметри, в т. ч. емисионен фактор, долна граница на окисление, коефициент на окисление. За горепосочения период дружеството не разполага с безплатни квоти.

Данните за двата периода са представени в таблицата по-долу:

Продукт	***отчетната 2020***			***регулаторен период***		
				2021-2022 г.		
	Емисии	***Безплатни квоти***	***Дефицит***	***Емисии***	***Безплатни квоти***	***Дефицит***
Ел. енергия	*21 863*		*21 863*	*21 729*	*0*	*21 729*
Топлоенергия	*15 652*	*6 201*	*9 451*	*15 524*	*0*	*15 524*
Общо	***37 516***	***6 201***	***31 315***	***37 253***	***0***	***37 253***

Размерът на безплатните квоти е определен както следва:

Безплатни квоти ТЕ ½(0+0)= 0 t (½ за 2021 г. + ½ за 2022 г.)

Безплатни квоти ЕЕ ½(0+0)=0 t (½ за 2021 г. + ½ за 2022 г.)

Общо безплатни квоти 0 t.

Общото количество на дефицита от емисии въглероден диоксид за производството на двата продукта за новия ценови период, посочено в таблицата, възлиза на 37 253 t. Прогнозната цена на тон емисии CO_2, използвана в ценовия модел, е 40 евро/t съгласно Писмото на КЕВР.

В бъдещият ценови период е предвидено да се емитират по-малки количества емисии във връзка с използването на по-малки количества природен газ, поради намаленото производство на електрическа енергия.

***9. Регулаторната база на активите** е изготвена според указанията на КЕВР, на база наличните дълготрайни активи по баланса на дружеството към 31.12.2020 г. Инвестициите за 2021 г. не са отчетени в регулаторната база на активите за новия ценови период, независимо от планираната дата на капитализация на съответните активи.*

Стойността на активите в „Производство на ЕЕ“, „Производство на ТЕ“ – съответно комбинирано и разделно, и „Експлоатация на мрежа“ са отнесени в съответната част на регулаторната база на активите.

Стойността на активите, свързани с общоподдържащите дейности на дружеството „Поддръжка“, „Инвестиции“, както и активите, използвани в търговската и административна дейност, се разпределят в съотношение 50 на 50 между производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия;

Получената стойност за производство на енергия се разпределя в същото съотношение между производство на топлинна енергия и производството на електрическа енергия.

10. Обосновка разходите, пряко свързани с дейността по лицензията

Във връзка с осъществяване на дейностите по лицензията с минимални разходи „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД планира да използва административни вътрешно–групови услуги, както и командироване на персонал с намерение за постигане на ефективно управление на разходите и извършване на основните дейности на дружеството. Предлаганият подход оптимизира разходите на дружеството във връзка с ползваните финансово-административни, правно – корпоративни услуги, както и услуги, свързани с човешки ресурси, IT и телекомуникации, и предоставяне на персонал. Представена е подробна обосновка за необходимостта от тях и обосновка на конкретната стойност, в контекста на недопускане на дублиращи се разходи в цените. За целите на оптимизацията дружеството е проучило възможностите за ползване на ресурси на трети страни или наемането на допълнителни служители, като и двете възможности са отхвърлени като водещи до допълнителни разходи.

Финансово – административни услуги

Планираната сума за финансово–административните услуги е формирана на базата на прогнозни данни, в резултат на детайлен анализ, извършен при цялостното планиране на дейността на дружеството.

Финансово–административните услуги се основават на сключен договор за административни услуги между „Веолия Сървисиз България“ ЕАД и „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, по силата на който „Веолия Сървисиз България“ ЕАД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя административни услуги, правни и корпоративни услуги, човешки ресурси и IT и телекомуникация. Възнаграждението за услугите се определя на база всички преки и косвени разходи, направени от административните поддържащи функции, чрез пропорционално разпределение в съответствие с приноса на приходите на всяко предприятие в енергийния бизнес на Групата на Веолия в България с минимална надценка в размер на 5%.

11. Услуги по договор за предоставяне на персонал

В съответствие с глобалната стратегия на „Веолия Енвайърмънт“ и във връзка с необходимостта от подпомагане и съблюдаване на икономическото и бизнес развитие на групата е сключен договор за предоставяне на специалисти - ръководители, които да улеснят разработването на корпоративната стратегия и да предоставят на дружеството ползата от експертния си опит и груповата визия.

В обхвата на разходите, които се префактурират са включени:

- всички компоненти на договорното възнаграждение на служителите, което трябва да получават от „Веолия Енвайърмънт“;

- осигурителни вноски и свързани с тях разходи, платени от „Веолия Енвайърмънт“;

- всички други разходи, платени от „Веолия Енвайърмънт“, пряко или косвено свързани с командированите служителите.

Върху горепосочените услуги не се начислява надценка.

12. Обосновка на прогнозните количества отпусната топлинна енергия за разпределение през новия ценови период 01.07.2021-30.06.2022

Количеството топлинна енергия за разпределение се планира да бъде в размер на 63 035 MWh, които включват топлинна енергия за отопление – 38 434 MWh и за битово-горещо водоснабдяване – 24 601 MWh. Прогнозните количества топлинна енергия са с 1 173 MWh повече спрямо отчетната 2020 г., като това се дължи на по-голямото количество ден-градуси и присъединяването на нови консуматори.

Потреблението на топлинна енергия за регулаторния период 2021/2022 г. се определя като от сбора на приравнената по ден-градуси потребена топлинна енергия за предходната година с прогнозираната топлинна енергия от развитието за съответния период се извади количеството енергия, което няма да се достави, поради ремонти на основни производствени съоръжения и рехабилитация на участъци от мрежата и АС. Отчетени са и други фактори като енергийните спестявания при крайни клиенти (саниране на жилищни сгради, подмяна на

отоплителни и БГВ инсталации и др.), мерките срещу разпространението на пандемията от Covid-19 и засилващия се ефект от глобалното затопляне.

- Топлинна енергия за разпределение за отопление

Топлинната енергия за отопление за новия ценови период е приравнена спрямо очакваните ден-градуси, определена въз основа на отчетните данни за 2020 г. и очакваното реализирано количество топлинна енергия към края на отоплителен сезон 2021/2022 г.

За новия регулаторен период очакваното количество топлинна енергия за отопление се планира в размер на 38 434 MWh, при обща сума на ден-градусите за същия период от 1 926. Разликата от 807 MWh спрямо 2020 г. се дължат на предвижданото по-студено време /повече ден-градуси/ и присъединяване на нови консуматори.

- Топлинна енергия за разпределение за битово-горещо водоснабдяване

Планираното количество е 24 601 MWh, които са с 1,5% повече от отчетната година, поради присъединени нови консуматори на този вид услуга.

13. Обосновка за прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи през новия ценови период

Прогнозните технологични разходи на топлинна енергия по преноса и в АС през бъдещият ценови период са 22,87% или с 0,02% по-малко от тези в 2020 г.

- Технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях *- Приетата стойност на този показател за регулаторен период 07.2021 - 06.2022 г. е в размер на 12 180 MWh и е с 2,5% по-висока от тази за 2020 г. Причината за това е по-голямото количество топлинна енергия в преноса през бъдещия ценови период.*

- технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС *- Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС е 1 265 MWh и е с 0,9% по-високо от същото през 2020 г., поради по-голямото количество топлинна енергия, която ще се достави до АС през бъдещия ценови период.*

- технологични разходи от изтичане на топлоносител *- Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа е в размер на 5 243 MWh, с около 0,2 % по-високо от същото отчетено количество за 2020 г. Определено е при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 7,5 m^3/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 75,6 ^0C и 58,4 ^0C. Причината за това е по-голямото количество топлинна енергия в преноса през бъдещия ценови период.*

14. Обосновка на произведеното количество топлинна енергия. Собствени нужди на топлинна енергия.

Отчитайки загубите в АС и по мрежата произведената прогнозна топлинна енергия, на изход централа е 81 722 MWh.

Предвид разполагаемостта на производствените съоръжения /времето извън планираните ремонти/ се определя кои съоръжения колко топлинна енергия ще произведат, откъдето по количеството топлинна енергия за когенераторите се планира и производството на електрическа енергия.

Необходимата произведена топлинна енергия за ценови период 2021-2022 г. се предвижда да е 86 005 MWh при 1 926 прогнозни ден-градуса, като 70 406 MWh се дължи на производство от когенератори, а 15 599 MWh от водогрейни котли. При така планираното производство топлинната енергия за собствени нужди е 4 283 MWh, която е по-малко спрямо нивата на базовия период с 3,2%.

15. Обосновка на произведеното количество електрическа енергия. Собствени нужди на електрическа енергия.

Количеството електрическа енергия, произведено от ИКПТЕЕ, е определено в зависимост от общото време на разполагаемост на когенераторните инсталации и необходимото количество топлинна енергия за производство през определения период. Общият брой разполагаеми работни часове за новия регулаторен период 01.07.2021-30.06.2022 г. на цялата инсталация възлиза на 30 780 h. Същите са съобразени с броя и продължителността на обслужванията на съоръженията, както и с прогнозни стойности

на аварийност, определени на база исторически данни. Прогнозното количество произведена електрическа енергия за новия ценови период е 68 079 MWh, което е с 954 MWh по-малко от базовата 2020 г., заради прогнозираните по-високи температури в преходните месеци и невъзможност за пълно натоварване на когенераторните инсталации.

Продаденото количество електрическа енергия за регулаторния период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. възлиза на 65 452 MWh.

16. Обосновка за прогнозни количества горива през новия ценови период

Прогнозните количества гориво са изчислени на база необходимите количества топлинна и електрическа енергия, които трябва да бъдат произведени, транспортирани и доставени за разпределение към консуматорите като са взети предвид технологичните разходи и собствените нужди на производствената централа.

Количествата консумирано гориво се определят въз основа на състоянието на съоръженията и максималното КПД, което може да се постигне при дадените условия.

Гориво за производствени мощности

№	Гориво за производствени мощности /низша калоричност/	мярка	2020 г.	07.2021 - 06.2022 г.	Разлика 2021/2022-2020 г.
1	Всичко природен газ	MWh	187 608	186 180	-1 427
2	Природен газ за когенератори	MWh	170 835	169 678	-1 158
3	Природен газ за котли	MWh	16 772	16 503	-270

С писмо вх. № Е-14-53-5 от 17.05.2021 г. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е декларирало, че няма реализирани приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения. Дружеството на разполага със щатен юрист, поради което има сключен договор за процесуално представителство с адвокатско дружество. Адвокатските хонорари се заплащат на изпълнителя, на база издадени от него фактури. Заплатените адвокатски хонорари въз основа на съдебните решения се осчетоводяват в увеличение на вземанията от длъжниците. При погасяване на вземанията се закриват разчетите, без да се формира приход за дружеството.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за ценовия период с 0,65% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 1,45% по-ниска продажба на топлинна енергия с гореща вода спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са завишени с 0,97% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 12,73% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 16,12% и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 17,28%.

Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 18,76%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	87 529	80 225	80 644	81 722	1 078	1,34%	-5 807	-6,63%
1.1.	гореща вода	MWh	87 529	80 225	80 644	81 722	1 078	1,34%	-5 807	-6,63%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	4 307	4 427	4 333	4 283	-50	-1,15%	-24	-0,56%
2.1.	гореща вода	MWh	4 307	4 427	4 333	4 283	-50	-1,15%	-24	-0,56%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	4,69%	5,23%	5,10%	4,98%	0	-2,34%	0	6,18%
3.1.	гореща вода	%	4,69%	5,23%	5,10%	4,98%	0	-2,34%	0	6,18%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	91 836	84 652	84 977	86 005	1 028	1,21%	-5 831	-6,35%
4.1.	гореща вода	MWh	91 836	84 652	84 977	86 005	1 028	1,21%	-5 831	-6,35%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	22 299	15 861	16 671	15 599	-1 072	-6,43%	-6 700	-30,05%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	67 646	69 033	67 641	68 079	438	0,65%	433	0,64%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	2 617	2 626	2 610	2 627	17	0,65%	10	0,38%
		%	3,87%	3,80%	3,86%	3,86%	0	0,00%	0	-0,26%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	65 029	66 407	65 031	65 452	421	0,65%	423	0,65%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	65 029	66 407	65 031	65 452	421	0,65%	423	0,65%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	потребление	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	191 586	187 608	185 350	186 180	830	0,45%	-5 406	-2,82%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	168 015	170 835	167 718	169 678	1 960	1,17%	1 663	0,99%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	23 571	16 773	17 632	16 502	-1 130	-6,41%	-7 069	-29,99%
9	ОБЩА ефективност	%	79,09%	78,09%	78,47%	79,09%	0	0,79%	0	0,01%
10	Топлинна ефективност	%	38,82%	37,68%	38,14%	38,97%	0	2,17%	0	0,38%
11	Електрическа ефективност	%	40,26%	40,41%	40,33%	40,12%	0	-0,52%	0	-0,35%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	94,60%	94,56%	94,55%	94,53%	0	-0,02%	0	-0,08%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	112	115	115	116	1	0,87%	4	3,57%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	187	192	190	187	-3	-1,58%	0	0,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	67 979	61 862	62 137	63 035	898	1,45%	-4 944	-7,27%
10.1.	гореща вода	MWh	67 979	61 862	62 137	63 035	898	1,45%	-4 944	-7,27%
10.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	19 550	18 363	18 507	18 687	180	0,97%	-863	-4,41%
		%	22,34%	22,89%	22,95%	22,87%	0	-0,36%	0	2,38%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	19 550	18 363	18 507	18 687	180	0,97%	-863	-4,41%
		%	22,34%	22,89%	22,95%	22,87%	0	-0,36%	0	2,38%
13	Технологични разходи - пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	6 175	7 045	7 096	6 961	-135	-1,90%	786	12,73%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	1 840	2 038	2 136	2 071	-65	-3,04%	231	12,55%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	912	970	1 046	1 059	13	1,24%	147	16,12%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	1 537	1 558	1 593	1 621	28	1,76%	84	5,47%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	428	464	477	500	23	4,82%	72	16,82%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	269	281	287	292	5	1,74%	23	8,55%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	159	183	190	208	18	9,47%	49	30,82%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	1 458	2 015	1 844	1 710	-134	-7,27%	252	17,28%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.		1 226	1 299	1 365	66	5,08%	1 365	0,00%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	358,67	364,48	328,58	371,35	43	13,02%	13	3,54%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	912	970	1 046	1 059	13	1,24%	147	16,12%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	778	792	869	884	15	1,73%	106	13,62%
I.2.	по преноса	хил. лв.	134	178	177	175	-2	-1,13%	41	30,60%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	2 020	1 188	1 023	1 641	618	60,41%	-379	-18,76%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	163	887	367	609	242	65,94%	446	273,62%
II.2.	по преноса	хил. лв.	1 857	301	656	1 032	376	57,32%	-825	-44,43%

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2020 г., „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД отчита ***печалба*** в размер на 573 хил. лв. при отчетена ***загуба*** за 2019 г. от 1 325 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба на електрическа и топлинна енергия бележат ръст през 2020 г., спрямо 2019 г. с 9,09%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2020 г., спрямо 2019 г. с 6,35%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че е налице тенденция на влошаване спрямо предходната година на коефициента на общата ликвидност:

Съотношението между собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,36, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Коефициентът на общата ликвидност (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) за 2020 г. е 0,29, което е показател, че дружеството не разполага с достатъчно свободни оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения.

Коефициентът на финансова независимост **(**съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви) за текущата година е 0,48, което е индикатор, че дружеството не е в състояние да обезпечи обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 29% собствен капитал и 71% привлечен капитал, а в края на 2019 г. финансовата структура е 26% собствен капитал и 74% привлечен капитал.

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 640 хил. лв. на 480 хил. лв. или с 160 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 заплати и възнаграждения са коригирани от 1 621 хил. лв. на 1 558 хил. лв. или със 63 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 500 хил. лв. на 464 хил. лв. или с 36 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите в раздел „разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ са коригирани до нивото на отчетените стойности през 2020 година и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 2 914 хил. лв. на 3 424 хил. лв. или с 510 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 37 253 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 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 2020 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 01.07.2021 г. - 30.06.2022 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	Димензия	природен газ	мазут	газьол	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	55,5455	77,4000	74,1000	63,1000	
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	34,2400	40,0000	42,0080	46,0000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	
Веолия Енерджи Варна		19 587,572	0,00	0,000	0,00	
емитирани CO_2, t		37 253,2	0,0	0,000	0,0	37 253

Прогнозни емисии CO_2 – 37 253 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 37 253 **t X** 91,92 лв./t **= 3 424 хил. лв.**
Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са **19 587,52 knm^3**.

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 3,88% на 4,77% 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 18 687 MWh (22,87%) на 16 387 MWh (20,05%) или с 2 300 MWh до достигане на стойността на постижими от дружеството 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:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,71 лв./MWh;

3. Цени за пренос и капацитет през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 0,63+2,58 =3,21 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ - 43,92 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	9 677	9 790	8 749	10 453	22 234	25 543	28 351	25 038	24 786	18 797	11 584	10 547	**205 547**
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	**31,58**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	25,31	25,00	27,11	23,90	27,98	27,50	25,84	29,18	27,50	31,80	31,80	31,80	**27,96**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	38,42	43,07	5,34	59,92	43,20	62,38	218,77	107,98	149,51	43,33	0,52	30,59	**803**
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**	**28,17**
		6,21	6,33	4,65	-0,82	-0,23	-0,20	-1,09	-1,21	-1,14	-1,39	-5,91	-0,20	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,31	28,10	27,60	26,38	29,79	28,07	32,50	34,76	31,90	**27,67**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**37 086**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-333**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 470

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

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) – 228,06 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 102,99 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 93,43 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 21 031 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 19 559 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 177 хил. лв. и променливи – 13 382 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 30 858 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,77%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 452 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 65 335 MWh

<u>6. „Топлофикация – Враца“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-06-5 от 31.03.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа енергия и топлинна енергия с гореща вода, произведени по високоефективен комбиниран начин. Към заявлението дружеството е представило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не е приложена информацията по т. I.2, I.10, I.12, II.9 и отчетна информация в справки по ЕССО за 2020 г.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на електрическа енергия – 238,22 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 111,76 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на природен газ 416,73 лв./knm^3 (без акциз и ДДС).

Обосновката на дружеството на ценообразуващите елементи за новия ценови период от 01.07.2021 г. е следната:

I. <u>Условно постоянни разходи</u>

Прогнозата на условно постоянните разходи за новия регулаторен период е изготвена на база отчетни данни към 31.12.2020 г. Промените в прогнозата за новия ценови период, спрямо предходната година, са във връзка с променени цени на услуги, резервни части и ремонти, заложени планови и текущи ремонти по ремонтната програма.

1. Разходите за амортизации са определени на основата на амортизационен план, изготвен в съответствие с очаквания полезен живот съгласно изискванията на МСС. За следващия регулаторен период се очаква общият размер на разходите за амортизации да покаже минимално увеличение вследствие на новопридобити дълготрайни активи през 2021 г. , както и основен ремонт на газов двигател „Вартцила“, като със стойността на ремонта е увеличена стойността на актива.

2. Разходите за ремонт са прогнозирани на база изготвената и утвърдена ремонтна програма за ценовия период в дружеството. Минималното увеличение спрямо отчета за предходната година се дължи на следните фактори:

а. Предстоящ ремонт на газовите двигатели в ТЕЦ „Градска“ на когенератор № 1 и

когенератор № 2, съгласно предписанието на производителя. Ремонтите ще гарантират безаварийна работа през следващия ценови период и необходимата топлинна енергия за топлопреносната система. Стойността на резервните части е посочена в приложената ремонтна програма. Самите ремонти ще бъдат извършени със собствени сили и средства. Сключени са рамкови споразумения за доставка на резервни части и договори за техническо обслужване, приложени към заявлението.

b. *Планирани са ремонти на турбокомпресорите, съгласно програмата за поддръжка на производителя - ABB.*

c. *Подмяна на части от топлопреносната мрежа с констатирана висока аварийност. Подмяната ще бъде извършена със собствени сили.*

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

През 2020 г. отчетените технологичните разходи по преноса са 36,54%, основно от излъчване, и с изпълнение на предвидените дейности в ремонтната програма се очаква да достигне 35,9%.

3. *Разходите за персонала и съответните плащания за осигуровки са прогнозирани на база достигнати разходи през 2020 г. и заложено увеличение във връзка с промяната на минималната работна заплата и свързаното с това увеличение на допълнителните плащания на база договорени основни заплати. Предвидено е и увеличение на фонда във връзка с промяна в числеността на персонала с цел попълване на незаетите работни места по звената за окомплектоване на сменния персонал, поради доста напуснали служители и затруднения при намиране на персонал с необходимата квалификация.*

4. *Разходите, пряко свързани с регулираните дейности, за новия ценови период са съпоставими с достигнатите по отчет за 2020 г. В структурата на разходите има минимални увеличения, които са наложени по обективни причини. По видове са, както следва:*

- *Разходите за гориво за автотранспорт, работно облекло и канцеларски материали, материали за текущо поддържане за новия ценови период са в размер на 41 хил. лв. и спрямо предходната година имат увеличение с 3 хил. лв., основно поради увеличението на цените на горивата за автотранспорт, започнало в края на 2020 г.;*
- *Разходите за застраховки са в на база действително сключени застрахователни полици. Изменението спрямо 2020 г. е увеличение с 2 хил. лв.*
- *Пощенските разходи, разходите за противопожарна и въоръжена охрана, експертни, наеми, вода, осветление и отопление, охрана на труда, се запазват на нивата от 2020 г.*
- *Разходите за абонаментно поддържане и разходите за проверка на уреди са увеличени спрямо отчета за 2020 г. с 6 хил. лв. във връзка с необходимостта за извършване на задължителна метрологична проверка на търговските уреди за измерване на топлинна енергия /топломери, водомери и др./ и задължителни проверки на техническата годност на съоръженията.*
- *Разходите за безплатна храна са увеличени спрямо отчета за 2020 г., поради настъпилата нормативна промяна и увеличение на необлагаемия минимум.*
- *Увеличението на разходите за експертни и одиторски услуги са увеличени с 5 хил. лв. във връзка с предстоящото проектиране на нова горивна инсталация.*
- *Съдебните разходи са с увеличение от 6 хил. лв. във връзка с предвидените съдебни действия срещу клиенти с просрочени задължения и настъпваща давност.*
- *Разходите за събрано инкасо представляват изплатените суми и комисионни за събрано инкасо от Български пощи, Ипей и 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. Тук са включени и разходите за отчет на уредите за дялово разпределение от фирмите, които се явяват като подизпълнители на „Топлофикация-Враца“ ЕАД. Тези разходи са с минимално увеличение от 3 хил. лв., което е наложено от факта, че от началото на 2021 г. чрез касите на Ипей и Изипей ще се събират и сумите за дължимите такси за дялово разпределение, които до този момент се събираха само на касите на*

„Топлофикация-Враца“ ЕАД.

II. <u>Променливи разходи</u>

1. Разходите за гориво за прогнозния период са изчислени на база количество гориво и прогноза за цена на природния газ през новия ценови период, с добавка за капацитет и пренос в размер на 39,49 лв./MWh при коефициент на преобразуване 10.553 kWh/m^3 или – 416,73 лв./knm^3, без ДДС.

2. Разходите за енергия, вода и консумативи са съобразени с обема на производството и действащите в момента цени. В разходите са включени разходите за химикали, реагенти и добавки за обработка на циркулиращата вода в магистралата и централите, както и за охлаждащата вода на генериращите мощности за комбинирано производство. С тази обработка се цели омекотяване и химическа обработка на водата с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по магистралните топлопроводи и от там намаляване на пробивите, авариите и загубите от изтичане. В това перо са включени и разходите за масло – за доливане и подмяна, на двигателите и генераторите в инсталациите за комбинирано производство съгласно предписанията на производителя и достигнатите действителни показатели в процеса на експлоатация. В прогнозата е предвидено увеличение в размер на 24 хил. лв., свързано с предвидения режим на работа и предстоящите основни ремонти на съоръженията и преносната мрежа.

3. В разходи за външни услуги са включени разходите за балансиране и достъп до разпределителната мрежа. Спрямо отчета за 2020 г. е заложено увеличение в размер на 29 хил. лв. Същото е съобразено с очаквания обем и режим на работа на съоръженията при производството на електрическа енергия.

III. <u>Регулаторна база на активите</u>

Стойността на дълготрайните активи и размерът на амортизациите в Справка №2 – РБА са съгласно данните по счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2020 г.

Размерът на финансиранията за дълготрайни активи е съгласно изготвения баланс към 31.12.2020 г.

Размерът на оборотния капитал е определен в съответствие с Указания-НВ и данните от баланса на дружеството за 2020 г.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за предходния ценови период с 0,58% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 8,20% по-ниска продажба на топлинна енергия с гореща вода спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са завишени с 4,57% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 22,25% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), вследствие на увеличените разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 196,99%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	114 826	119 130	120 085	128 330	8 245	6,87%	13 504	11,76%
1.1.	гореща вода	MWh	114 826	119 130	120 085	128 330	8 245	6,87%	13 504	11,76%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	1 257	1 421	1 458	1 421	-37	-2,54%	164	13,04%
2.1.	гореща вода	MWh	1 257	1 421	1 458	1 421	-37	-2,54%	164	13,04%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,08%	1,18%	1,20%	1,10%	0	-8,70%	0	1,13%
3.1.	гореща вода	%	1,08%	1,18%	1,20%	1,10%	0	-8,70%	0	1,13%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	116 083	120 551	121 543	129 751	8 208	6,75%	13 668	11,77%
4.1.	гореща вода	MWh	116 083	120 551	121 543	129 751	8 208	6,75%	13 668	11,77%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	56 914	64 105	61 503	70 167	8 664	14,09%	13 253	23,29%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	59 983	56 526	59 589	60 079	491	0,82%	97	0,16%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	4 408	4 044	4 014	4 179	166	4,12%	-228	-5,18%
		%	7,35%	7,15%	6,74%	6,96%	0	3,27%	0	-5,33%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	55 575	52 482	55 575	55 900	325	0,58%	325	0,58%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	55 575	52 482	55 575	55 900	325	0,58%	325	0,58%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	216 693	214 262	219 869	229 577	9 707	4,42%	12 884	5,95%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	153 174	142 958	151 274	151 529	254	0,17%	-1 646	-1,07%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	63 518	71 305	68 595	78 048	9 453	13,78%	14 529	22,87%
9	ОБЩА ефективност	%	76,97%	78,03%	78,12%	78,03%	0	-0,11%	0	1,38%
10	Топлинна ефективност	%	37,81%	38,49%	38,73%	38,38%	0	-0,88%	0	1,52%
11	Електрическа ефективност	%	39,16%	39,54%	39,39%	39,65%	0	0,65%	0	1,25%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	89,60%	89,90%	89,66%	89,90%	0	0,27%	0	0,34%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	96	88	91	87	-3	-3,84%	-9	-8,93%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	187	182	183	182	-1	-0,64%	-5	-2,51%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	80 469	75 596	76 024	82 257	6 233	8,20%	1 788	2,22%
10.1.	гореща вода	MWh	80 469	75 596	76 024	82 257	6 233	8,20%	1 788	2,22%
10.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	34 357	43 534	44 061	46 073	2 012	4,57%	11 716	34,10%
		%	29,92%	36,54%	36,69%	35,90%	0	-2,15%	0	19,99%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	34 357	43 534	44 061	46 073	2 012	4,57%	11 716	34,10%
		%	29,92%	36,54%	36,69%	35,90%	0	-2,15%	0	19,99%
13	Технологични разходи - пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	5 217	4 629	4 947	6 378	1 431	28,93%	1 161	22,25%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	856	810	850	850	0	0,00%	-6	-0,70%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	904	636	647	714	67	10,36%	-190	-21,02%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	2 314	2 129	2 346	2 299	-47	-2,00%	-15	-0,65%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	446	381	427	445	18	4,22%	-1	-0,22%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	440	379	422	437	15	3,55%	-3	-0,68%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	6	2	5	8	3	60,00%	2	33,33%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	697	673	677	2 070	1 393	205,76%	1 373	196,99%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	330	544	581	599	18	3,10%	269	81,52%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	356,31	340,43	328,26	416,73	88	26,95%	60	16,96%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	904	636	647	714	67	10,36%	-190	-21,02%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	822	511	493	584	91	18,46%	-238	-28,95%
I.2.	по преноса	хил. лв.	82	125	154	130	-24	-15,58%	48	58,54%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%

„Топлофикация Враца“ ЕАД

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. „Топлофикация Враца“ ЕАД отчита загуба в размер на 379 хил. лв., спрямо отчетена печалба през 2019 г. в размер на 386 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби през 2020 г. бележат спад спрямо предходната година с 18,16%;**
- **Общите разходи намаляват с 15%.**

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура, може да се направи извод, че през 2020 г. „Топлофикация Враца“ ЕАД среща затруднения със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения. През текущата година дружеството не притежава собствени средства да инвестира в нови дълготрайни активи и да покрива финансовите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 39% собствен капитал и 61% привлечен капитал, а за 2019 г. е 36%% собствен капитал и 64% привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 180 хил. лв. на 68 хил. лв. или със 112 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 заплати и възнаграждения са коригирани от 2 299 хил. лв. на 2 129 хил. лв. или със 170 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;
- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 445 хил. лв. на 381 хил. лв. или с 64 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;
- разходите в раздел „разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ са коригирани от 722 хил. лв. на 673 хил. лв. или с 49 хил. лв., до нивото на отчетените стойности през 2020 година и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;
- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 3 951 хил. лв. на 4 100 хил. лв. или с 149 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 44 597,79 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 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 2020 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 01.07.2021 г. - 30.06.2022 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	дърв. стърготини	сл. люспа	Общо
1. Емисионен фактор:	tC02/TJ	55,5455	77,4000	112,0000	100,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm^3)	34,2400	40,0000	15,6000	11,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	
Тф Враца		23 449,346	0,00	0,00	1320,00	
емитирани CO_2, t		44 597,8	0,0	0,0	0,0	44 597,8

Прогнозни емисии CO_2 – 44 597,8 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 44 597,8 **t X** 91,92 лв./t **= 4 100 хил. лв.**
Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: природен газ - **23 449,346 knm^3** и слънчогледова люспа - **1 320 t**.

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 7,48% на 4,43% 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 46 073 MWh (35,90%) на 37 073 MWh (28,89%) или с 9 000 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 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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,75 лв./MWh;

3. Цени за пренос и капацитет през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 0,64+3,63 = 4,27 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ - 45,02 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	13 826	14 421	13 096	14 774	23 883	28 993	31 856	27 552	25 958	18 733	13 717	13 816	**240 625**
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	**31,20**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	18,91	18,48	22,24	24,47	27,93	27,42	25,76	24,51	30,35	32,00	34,10	34,00	**26,86**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	56,20	64,82	9,43	80,45	47,05	71,90	247,08	183,28	141,73	41,34	-15,13	38,68	**966,8**
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**	**27,80**
		-0,19	-0,19	-0,22	-0,25	-0,28	-0,28	-1,17	-5,88	1,71	-1,19	-3,61	2,00	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,01	18,58	22,35	24,60	28,07	27,56	26,34	27,45	28,64	32,59	35,90	32,00	**27,18**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**43 406**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-389,4**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 577,5

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

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) – 242,86 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 117,79 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 86,68 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1. и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 21 485 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 21 053 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 049 хил. лв. и променливи – 17 005 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 9 756 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,43%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 900 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 91 257 MWh

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

С писмо с вх. № Е-14-05-3 от 31.03.2021 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 Комисията с изключение на информацията по т. I.2., I.10. (в частта за разходите за закупени емисии CO_2) и I.12. от Писмото.

Дружеството предлага за утвърждаване цени на енергия, считано от 01.07.2020 г., без ДДС, както следва:

- преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 281,33 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 148,80 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата:

- цена на природен газ – 505,00 лв./knm^3 (без акциз и ДДС) и
- цена на биомаса – 145 лв./t при калоричност 4 500 kcal/kg.

Обосновката на „Топлофикация-ВТ“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. е следната:

I. УСЛОВНО ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

1. Разходи за амортизации

Отчетените разходи за амортизации на ДА за 2020г. са 122 хил. лв., в т.ч. 38 хил. лв. за производство на електрическа и топлинна енергия и 84 хил. лв. за пренос на топлинна енергия.

Прогнозните разходи за амортизации за ценовия период от 01.07.2021г.-30.06.2022г. са 140 хил. лв. Завишени са общо с 18 хил. лв., както следва:

**Увеличение на разходите за амортизации за производство на топлинна енергия /амортизация на реконструкция през 2020 г. на котел ВК 50/.*

**Увеличение на разходите за амортизация на активи в преноса на топлинна енергия, поради подновяване на част от топлопреносната мрежа по първа и втора магистрала.*

В прогнозните разходи за амортизации не са включени разходите за амортизации на ДА, предстоящи за въвеждане в действие през ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. съгласно т. 31.1., б.“б от Указания-НВ.

На консервираните активи не се начисляват амортизации, не се предвижда да се въведат отново в действие през новия ценови период.

Прогнозните разходи за амортизации в производството на електрическа и топлинна енергия са 91 хил. лв., в т. ч. за производство на електрическа енергия - 44 хил. лв., за производство на топлинна енергия - 47 хил. лв.

Прогнозните разходи за амортизации на ДА в преноса на топлинна енергия за ценовия период са 49 хил. лв.

Други промени в амортизациите не се очакват, не предстои извеждане на активи от употреба през предстоящия ценови период.

2. Разходи за ремонти

Отчетените разходи за ремонт през 2020 г. общо са 368 хил. лв., в т. ч. отнесени към производството на електрическа енергия 147 хил. лв., към производството на топлинна енергия 158 хил. лв. и към преноса на топлинна енергия 63 хил. лв.

Прогнозните разходи за ремонт за ценовия период 01.07.2021 г.-30.06.2022 г. са 713 хил. лв., от които за ремонт в производството на електрическа енергия 526 хил. лв., за ремонт в производството на топлинна енергия – 20 хил. лв. и общо за двата продукта 100 хил. лв. Прогнозните разходи за ремонт в преноса на топлинна енергия са – 67 хил. лв.

- ***Разходи, отнесени към електрическата енергия***

Условно постоянните разходи, отнесени към електрическата енергия, включват регулярно задължително техническо обслужване, ремонт и поддръжка на газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG, според техническата спецификация и инструкциите за експлоатация и поддръжка от производителя – Wartsila AB. В зависимост от отработените часове на двигателя се извършват различни по обем и стойност технически обслужвания, разделени по интервал на всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 h работа, разходите за 40 000 и 80 000 мото-часа работа (основен ремонт).

За периода се предвижда задължително техническо обслужване на газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG, в т. ч. диагностика на двигателя, диагностика на генератора, диагностика на трансформатор 6/20 kV, подмяна на основни лагери, подмяна на биелни лагери, подмяна на 32 бр. смукателни клапани, подмяна на 32 бр. изпускателни клапани, подмяна на 64 бр. бутални сегменти, подмяна на 2 бр. цилиндрови глави, подмяна на 4 бр. цилиндрови ризи и др. дейности, съгласно техническата инструкция на производителя. Извършването на техническите мероприятия съгласно инструкцията на производителя е задължително, чрез което се гарантира безаварийна работа на инсталацията за високо ефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Планираните разходи по тази точка са 210 хил. лв.

Освен задължително техническо обслужване, ремонт и поддръжка на газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG, според техническата спецификация и инструкциите за експлоатация и поддръжка от производителя, дружеството предвижда закупуването на резервни части за обезпечението на аварийните ремонти, димогарни тръби и материали за поддръжка на утилизатор на димни газове в общ размер на 90 хил. лв.

Подмяна на моторно, турбинно и генераторно масло и запалителни свещи - Wartsila 16V25SG:

1. Разходи за запалителни свещи - определени са в размер на 6 хил. лв. Съгласно техническата спецификация и работните часове на двигателя е необходима тяхната подмяна всеки месец.

2. Разходи за моторно масло - Планираният общ разход за моторно масло през новия регулаторен период възлиза на 90 хил. лв. Той е формиран от разхода на масло, съгласно документацията, предоставена от производителя, и предписаната задължителна периодична подмяна на отработеното моторно масло на всеки 2 000 мото-часа, в съответствие с изискванията на производителя за превантивна поддръжка.

3. Разходи за турбинно масло - Газо-буталният двигател Wartsila 16V25SG работи с принудително пълнене на въздух за горене, което се осъществява посредством два турбокомпресора ABB VTR-254-11. Съгласно техническата инструкция на производителя ABB е необходимо турбинното масло да се подменя при плановите технически обслужвания на двигателя. Планираният общ разход на турбинно масло е 20 хил. лв.

4. Разходи за подмяна на маслото на лагерите на електрическия генератор Leroy-Somer

LSA-56-M6-6P - Съгласно техническата инструкция на производителя Leroy-Somer, планираният разход на маслото е 10 хил. лв.

Разходи за ремонт на електрическите уредби 6 kV, част от инсталацията за високо ефективно комбинирано производство на електрическа енергия, в размер на 10 хил. лв.

Разходи за трансформаторно масло - Планираният разход за трансформаторно масло е 10 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 - За периода се предвижда задължително техническо обслужване на турбокомпресорите ABB VTR-254-11. Техническото обслужване включва извършване на пълно техническо обслужване на турбокомпресорите VTR 254-11 съгласно изискванията на завода-производител, вкл. почистване на всички части и балансиране на ротор подмяна на комплект лагери от компресорната и турбинната страна, подмяна на уплатняващи втулки, филтърни елементи и др. Предвидените разходи по тази точка възлизат на 80 хил. лв.

- ***Разходи, отнесени към топлинната енергия***

Разходите отнесени, към производството на топлинна енергия, са пряко свързани с поддържането в добро техническо състояние на основните производствени мощности за топлинна енергия.

2.7. Техническо обслужване на парен котел ПТ-10: дружеството планира да извърши частичен ремонт на нагревните повърхности на парния котел, ремонт на един брой димен вентилатор, ремонт на два броя мултициклони, ремонт на скарната горивна уребда, ремонт на транспортната лентовата система за подаване на горивото, към котела. Планираните разходи по тази точка са в размер на 10 хил. лв.

2.8. Техническо обслужване на водогреен котел Bertsch. Съгласно ремонтната програма на дружеството се предвижда извършване на следните технически мероприятия: дефектовка на въздуховодите и системата за подаване на въздух за горене, техническо обслужване на два броя въздушни вентилатори, диагностика на горивната уредба съгласно техническата инструкция на производителя RAY Öl- & Gasbrenner GmbH, подмяна на нагревни повърхности част от тръбния сноп, ремонт на рециркулационна помпа. Планираните разходи по тази точка са 10 хил. лв.

- ***Общи разходи за двата продукта***

Към общите разходи за двата продукта, дружеството планира да извърши:

- Разходи за рехабилитация на топлообменните апарати на когенерационната инсталация - С цел поддържане на максимална стойност на общата термична ефективност на когенерационния агрегат, през периода 01.07.2021 – 30.06.2022 г. е предвидена рехабилитация на топлообменните апарати по хода на мрежова вода, които служат за утилизация на топлинната енергия и осигуряват работата на двигателя. Предвидените дейности са ревизия, дефектовка и рехабилитация/подмяна на нагревни повърхности на охладител на двигателното масло, охладител на водните ризи и Интеркулер.

Общата стойност на предвидените разходи по тази точка, предвиждащи пълна подмяна на утилизатора на димни газове, възлиза на 80 хил. лв.

- Разходи за ремонт на покрива на машинна зала. Състоянието на покрива на сградата на машинна зала е в лошо, през последната година се наблюдава увеличаване на течовете на дъждовна вода в производствените помещения, което е риск от настъпване на авария. Предвидените разходи за ремонт на покрива са 20 хил. лв.

- ***Разходи, отнесени към преноса на топлинна енергия***

Съгласно ремонтната програма на дружеството се планира: подмяна на салникови компенсатори с нови компенсатори от линзов тип, подмяна на спирателна арматура, подмяна на амортизирани участъци от топлопреносната мрежа, дефектовка на участъци от ТПМ. Планират се извършване на ремонти и подмяна на дефектирало оборудване в абонатните станции. Планираните разходи по тази точка са 67 хил. лв.

3. Разходи за заплати и възнаграждения

Предвидените разходи за заплати и възнаграждения за прогнозирания ценови период от са 732 хил. лв., като са завишени с 63 хил. лв. в сравнение с отчетените 669 хил. лв. за 2020 г.

Увеличението на заплатите на работещите в дружеството е базирано на увеличението на МРЗ с 9,4% и данните за средната месечна заплата на наетите лица по трудови правоотношения за 2020 г. в отрасъла по данни на НСИ.

Средносписъчният брой на персонала към 31.12.2020 г. е 38 работници и служители и изпълнителен директор.

Дружеството изпитва затруднение в набирането на квалифициран персонал, поради което с повишаване на възнагражденията се цели приближаване до нивото на възнаграждения в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“.

4. Разходи за социални и здравни осигуровки, социални разходи.

Прогнозираните разходи за осигуровки са обвързани с разходите за заплати и възнаграждения за ценовия период от 01.07. 2021 г. до 30.06.2022 г. Социални разходи не са прогнозирани.

5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ.

За новия ценови период разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са 738 хил. лв.

5.1. Горива за транспорт – 13 хил. лв., завишени с 3 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2020 г., поради използване на вътрешен транспорт за зареждане на котел ПТ 10 с дървесен чипс и по-големият разход за горива на автомобилите, обслужващи отдел „Пренос на топлинна енергия“ поради честите аварии на топлопреносната мрежа.

5.2. Материали за текущо поддържане – 34 хил. лв.

Разходите включват подмяната на резервни части на производственото оборудване и консумативи – масло за когенератора, свещи и др. Завишението е в производството в сравнение с отчетените за 2020 г., поради честите аварии на котел ПТ 10 и нуждата от текущ ремонт.

В дейността „Пренос“ разходите за материали за текущо поддържане са свързани с аварии по мрежата, която вече е много остаряла и се нуждае от основен ремонт.

5.3. Въоръжена и противопожарна охрана – 42 хил. лв.

Отчетените разходи за въоръжена и противопожарна охрана са увеличени в сравнение с 2020 г., поради промени в договора за денонощна физическа охрана във връзка с новия размер на МРЗ за страната.

5.4. Разходите за наем включват:

- Наем на „Газов генераторен комплект №7 – 5027/когенератор/ съгласно Договор за наем с „Топлофикация Бургас“ АД .

- Наем на Телехендер „ MANITU “ /телескопичен манипулатор/ съгласно Договор от 01.02.2010г. с „МИНА Станянци“ АД, гр.София. Използва се да зарежда биогориво в котел ПТ 10 и като вътрешнозаводски транспорт.

5.5. Безплатна храна съгласно нормативен акт – Безплатна храна за работниците по Наредба 11.

5.6. Разходи за екология - 19 хил. лв, включват:верификация на годишни доклади за емисии парникови газове, във връзка с участие в ЕСТЕ и такса за депониране на отпадъци от котел ПТ 10. Таксите за депониране на отпадъци са завишени, съгл. действащата нормативна уредба.

II. Приходи от присъединяване и услуги *- Не са прогнозирани приходи от присъединяване на нови потребители, защото от няколко години няма такива.*

III. Променливи разходи

Разходи за вода - Отчетените разходи общо за вода за 2020 г. са 344 хил. лв., от които в производството са 46 хил. лв.

За новия ценови период разходите за вода в производството са завишени във връзка с въвеждането на котел ПТ 10 в действие и необходимостта от очистване на димни газове от прах чрез воден скубер.

„Топлофикация ВТ“ АД ползва вода от В и К “Йовковци“ ООД за технологични нужди.

Разходи за акциз - Разходите за акциз за 2020 г. са 159 хил. лв. За новия ценови период разходите за акциз са 173 хил. лв. и са свързани с увеличеното количество природен газ.

„Топлофикация ВТ“ АД не е лицензирано по ЗЕ като производител на електрическа енергия, поради инсталирана електрическа мощност 2,8 MW, поради което дружеството

заплаща акциз за изразходваното количество природен газ за произведената електрическа енергия.

IV. Справка за средно претеглена норма на възвращаемост на привлечения капитал *към 31.12.2020 г., от която е видно, че нормата на възвращаемост на привлеченият капитал е 6,26%.*

V. Регулаторна база на активите на дружеството

1. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2020 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията.

В признатата стойност на активите към 31.12.2020г. не са включени:

а) Активи несвързани с лицензионната дейност

б) Активи отдадени под наем

в) Консервирани дълготрайни материални активи

г) Активи, придобити чрез финансиране

Финансирането на ДА е с различен % при отделните активи и е част от отчетната стойност на актива.

д) Лек автомобил.

2. Разпределение на дълготрайните активи между комбинирано и разделно производство.

Разпределението е извършено в зависимост от дела (%) на участие в производствения процес на двата продукта – електрическа и топлинна енергия.

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.

3. Разпределение на дълготрайните активи при производството между електрическа и 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 общата мощност на когенератора – 5,9 MW, в т.ч.

2,8 MW електрическа мощност - 48%

3,1 MW топлинна мощност - 52%

Отчетната стойност на всички останали активи в производството е отнесена към топлинната енергия.

4. Разпределението на дълготрайните активи 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 лицензирани дейности се отнасят.

VI. Оборотен капитал *- 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.*

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За предходния ценови период дружеството отчита с 4,57% по-ниски количества реализирана електрическа енергия. Отчетеното количество реализирана топлинна енергия е с 14,18% по-ниско от прогнозното.

Отчетените технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са 42,06%, прогнозните за новия ценови период са 37,59%.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 47,96% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт със 100,85%, последвани от разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 54,39%. Дружеството не предвижда през следващия регулаторен период инвестиционни разходи.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	37 045	33 037	33 513	35 526	2 013	6,01%	-1 519	-4,10%
1.1.	гореща вода	MWh	37 045	33 037	33 513	35 526	2 013	6,01%	-1 519	-4,10%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	2 039	5 406	6 118	3 246	-2 872	-46,94%	1 207	59,21%
2.1.	гореща вода	MWh	2 039	5 406	6 118	3 246	-2 872	-46,94%	1 207	59,21%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	5,22%	14,06%	15,44%	8,37%	0	-45,76%	0	60,49%
3.1.	гореща вода	%	5,22%	14,06%	15,44%	8,37%	0	-45,76%	0	60,49%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	39 084	38 443	39 630	38 772	-858	-2,17%	-312	-0,80%
4.1.	гореща вода	MWh	39 084	38 443	39 630	38 772	-858	-2,17%	-312	-0,80%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh	16 371	16 043	18 476	13 370	-5 106	-27,64%	-3 001	-18,33%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	21 114	19 082	19 221	20 100	879	4,57%	-1 014	-4,80%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	0	0	0	0	0	-100,00%	0	-100,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	-100,00%	0	-100,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	21 114	19 082	19 221	20 100	879	4,57%	-1 014	-4,80%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	20 344	17 439	17 471	18 600	1 129	6,46%	-1 744	-8,57%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh	771	1 643	1 750	1 500	-250	-14,28%	729	94,65%
		%	3,65%	8,61%	9,10%	7,46%	0	-18,03%	0	104,47%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	75 576	77 771	79 788	74 658	-5 130	-6,43%	-918	-1,21%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	55 014	54 031	55 501	55 951	450	0,81%	937	1,70%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	20 562	23 740	24 287	18 707	-5 580	-22,98%	-1 855	-9,02%
9	ОБЩА ефективност	%	75,96%	66,77%	61,72%	75,52%	0	22,36%	0	-0,57%
10	Топлинна ефективност	%	37,58%	31,45%	27,09%	39,60%	0	46,16%	0	5,37%
11	Електрическа ефективност	%	38,38%	35,32%	34,63%	35,92%	0	3,73%	0	-6,40%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	79,62%	67,58%	76,07%	71,47%	0	-6,05%	0	-10,23%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	102	106	109	111	2	1,83%	9	8,82%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	199	233	236	200	-36	-15,25%	1	0,50%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	33 342	17 540	19 419	22 173	2 754	14,18%	-11 169	-33,50%
10.1.	гореща вода	MWh	33 342	17 540	19 419	22 173	2 754	14,18%	-11 169	-33,50%
10.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	3 703	15 498	14 094	13 353	-741	-5,26%	9 650	260,60%
		%	10,00%	46,91%	42,06%	37,59%	0	-10,63%	0	276,02%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	3 703	15 498	14 094	13 353	-741	-5,26%	9 650	260,60%
		%	10,00%	46,91%	42,06%	37,59%	0	-10,63%	0	276,02%
13	Технологични разходи - пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	1 666	1 969	2 159	2 465	306	14,17%	799	47,96%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	154	122	106	140	34	32,08%	-14	-9,09%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	355	368	594	713	119	20,03%	358	100,85%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	566	669	697	732	35	5,02%	166	29,33%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	113	129	129	142	13	10,08%	29	25,66%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	109	128	128	141	13	10,16%	32	29,36%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	4	1	1	1	0	0,00%	-3	-75,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	478	681	633	738	105	16,59%	260	54,39%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	410	265	341	420	79	23,17%	10	2,44%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	472,77	459,38	415,92	505,00	89	21,42%	32	6,82%
III.	Цена на биомаса	лв./t	145,00	147,39	142,60	145,00	2	1,68%	0	0,00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	355	368	594	713	119	20,03%	358	100,85%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	338	305	507	646	139	27,42%	308	91,12%
I.2.	по преноса	хил. лв.	17	63	87	67	-20	-22,99%	50	294,12%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	0	0	1 620	1 620	0,00%	1 620	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.				1 600	1 600	0,00%	1 600	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.				20	20	0,00%	20	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет, „Топлофикация ВТ“ АД за 2020 г. отчита ***загуба*** в размер на 2 420 хил. лв., при ***загуба*** 1 595 хил. лв. за 2019 г.

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

- **Нетните приходи от продажба на електрическа и топлинна енергия намаляват през 2020 г. спрямо 2019 г. с 2,40%;**
- **Общите разходи от оперативна дейност се увеличават през 2020 г. спрямо 2019 г. със 7,85%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и невъзможността дружеството да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, но отчита добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

Финансовата структура на дружеството и в края на 2020 г., както и в края на 2019 г., остава влошена и показва, че дружеството осъществява дейността си с привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за целите на регулирането в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ. От представената информация е видно, че през 2020 г. приходите от продажба на електрическа енергия бележат спад спрямо предходната година с 422 хил. лв., докато приходите от продажба на топлинна енергия са с ръст от 292 хил. лв., независимо от отчетения спад на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт са коригирани от 713 хил. лв. на 403 хил. лв. или с 310 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и допълнително 10% завишение и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 732 хил. лв. на 669 хил. лв. или с 63 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 142 хил. лв. на 129 хил. лв. или с 13 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите в раздел „разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ са коригирани общо от 738 хил. лв. на 342 хил. лв. или с 396 хил. лв., в това число изцяло коригирани са допълнително добавената разходна позиция „други разходи“ е коригирана от 250 хил. лв. на 0 лв., като неприсъщи разходи и поради липса на аргументирана обосновка за необходимостта от тях. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, до нивото на отчетените стойности през 2020 година и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за вода, като част от променливите разходи, са коригирани от 396 хил. лв. на 344 хил. лв. или с 52 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 1 274 хил. лв. на 1281 хил. лв. или със 7 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 13 940,76 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 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 2020 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 01.07.2021 г. - 30.06.2022 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	Димензия	природен газ	мазут	газьол	пелети, слама, дърв.чипс	биомаса	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	55,5455	77,4000	74,1000	112,0000	100,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm^3)	34,2400	40,0000	41,9860	15,6000	11,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	100%	
Тф ВТ		7 330	0	0	0	1 264	
емитирани CO_2, t		13 941	0	0	0	0	13 940,8

Прогнозни емисии CO_2 – 13 940,76 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 13 940,76 **t X** 91,92 лв./t **= 1 281 хил. лв.**
Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: **природен газ - 7 330 knm^3 и биомаса 1 264 t**.

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 6,26% на 5,26% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството” е коригиран разходът на природен газ в енергийната част от 5 970 knm^3 на 5 820 knm^3 или със 150 knm^3, до достигане на показателя Икономия на първичен енергиен ресурс (гориво) спрямо разделно производство в границите на отчетената стойност през базовата година.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 13 353 MWh (37,59%) на 7 113 MWh (20,02%) или с 6 240 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:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,90 лв./MWh;
3. Достъп и пренос по газоразпределителната мрежа (ГРМ) - 9,21 лв./MWh;
4. Съхранение - 0,76911 лв./MWh;
5. Пренос по газопреносната мрежа (ГПМ) - 0,39230 лв./MWh;
6. Достъп до ГПМ - 2,205565 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 53,48 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			
		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	5 855	0	2 743	6 436	7 870	10 360	10 311	9 126	8 493	6 225	5 803	5 644	**78 865**
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	**31,78**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	24,98	25,12	25,59	26,33	27,35	29,13	27,42	27,38	26,55	23,32	23,58	20,60	**26,11**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	23,25	0,00	1,67	34,24	17,77	24,24	73,93	47,59	55,25	40,75	24,12	47,99	**391**
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**	**28,48**
		5,88	6,45	3,13	1,61	-0,86	1,43	0,49	-3,01	-2,09	-9,87	-14,13	-11,40	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	27,78	27,70	26,93	28,89	27,59	28,25	30,64	26,30	**26,83**

2. Корекция по въглеродни емисии

	месец	**Общо:**
Количество, Qe	t	**13 544**
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-121**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 269

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,81 MW.

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) – 266,48 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 141,41 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 98,84 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 7 765 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 7 668 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 410 хил. лв. и променливи – 6 258 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 838 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,26%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 18 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 28 413 MWh

8. „Топлофикация-Разград“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-16-3 от 02.04.2021 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 Комисията. Към заявлението не е приложена информация по т. II.7.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2021 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия - 222,38 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“ – 96,47 лв./MWh.

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ – 483,29 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

Обосновката на „Топлофикация Разград“ ЕАД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2021 г. – 30.06.2022 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. Разходите за амортизации са отнесени към дейността, с която са свързани дълготрайните активи. Тези, които не са пряко относими към продуктите електрическа и топлинна енергия са разпределени пропорционално на количествата произведена топлинна и електрическа енергия.

За новия регулаторен период стойността на дълготрайните материални активи, заложена в регулаторната база на активите е към 31.12.2020 г.

2. Разходи за ремонт

Дружеството отчита разходи за ремонт на обща стойност 45 хил. лв., разпределени както следва:

- *Отнесени към електрическата енергия – 10 хил.лв.;*
- *Отнесени към топлинната енергия – 15 хил.лв.;*
- *Отнесени към преноса – 20 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 счита, че не е в състояние да реализира голяма част от планираните ремонтни

и инвестиционни дейности. В тази връзка се отчита тенденция, свързана с увеличаване на аварийността на ключови за реализиране на лицензионната дейност съоръжения като Инсталация за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия /ИКПТЕЕ/, топлопреносна мрежа и др., което респективно води до увеличение на разходите за ремонт. Към момента с повече от 10 000 работни часа е надхвърлен ресурса на ИКПТЕЕ за извършване на основен ремонт на 60 000 работни часа и, въпреки осъществяването на текущи обслужвания на всеки 2 000 часа, има реална заплаха от дългосрочно аварийно спиране на ИКПТЕЕ.

Отчетените през 2020 г. разходи за ремонт на ИКПТЕЕ са разпределени между топлинната и електрическа енергия в съотношение 50/50. Следва да се отчете, че всички разходи за авариен ремонт се претендират към застраховател на база сключена застрахователна полица „Имущество и прекъсване на дейността“. През 2020 г. в отчетените разходи за авариен ремонт попадат 15 хил. лв. от самоучастия по три признати претенции към застраховател - две от 2019 г. за претендирани ремонтни дейности на обща стойност 89 хил. лв. и една от претендиран ремонт през 2020 г. на стойност 16 хил. лв. Допълнително дружеството е претендирало и суми за три аварийни ремонти на ИКПТЕЕ на обща стойност 23 хил. лв. Ако същите не бъдат признати и заплатени от застрахователя, то те ще намерят място в отчетените през 2021 г. разходи за ремонт. Отделно са отчетени и допълнителни разходи за ремонт в производството на топлинна енергия, представляващи изписване на материали за ремонт на водогрейни котли – монтаж и заварки.

По отношение за разходите за ремонт в преноса на топлинна енергия, през текущия период са отчетени разходи в размер на 20 хил. лв., основно за извършване на ремонтни дейности по отстраняване на аварии по топлопреносната мрежа – трасиране с цел локализиране на мястото на пробива, транспортни услуги, пряко свързани с разкопаване и възстановяване на настилката след отстраняване на аварията. Видно от отчетените разходи за инвестиции през последните години дружеството няма финансов ресурс за подмяна на компроментирани участъци от топлопреносната мрежа, следствие на което зачестява необходимостта от извършване на аварийни ремонти с цел отстраняване на възникнали пробиви. Планирано е увеличение на разходите за ремонт, дължащо се основно на необходимостта от извършване на поредица от ремонтни дейности, които да гарантират нормалната работа на дружеството.

Планираните разходи за ремонт на обща стойност 194 хил. лв. са разпределени, както следва:

- *Отнесени към електрическата енергия – 66 хил. лв.;*
- *Отнесени към топлинната енергия – 96 хил. лв.;*
- *Отнесени към преноса – 32 хил. лв.*

Разходите са планирани на база ремонтните програми на дружеството за 2021 г. и 2022 г.

Приложена е обосновка на необходимите ремонтни дейности по позиции в котелен цех, ИКПТЕЕ, цех ХВО, топлопреносна мрежа и АС и сграден фонд.

3. Разходи за заплати и възнаграждения

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. Застаряването на персонала, както и липсата на квалифицирана работна сила затруднява нормалното изпълнение на лицензионните задължения. Средната заплата в дружеството е под средната заплата за отрасъла.

Предвид гореизложеното за новия регулаторен период е предвидено 16% увеличение на разходите за работни заплати, дължащо се от една страна на увеличението на минималната работна заплата считано от 01.01.2021 г. и свързаните с това допълнителни плащания на база договорени основни заплати. Допълнително са планирани средства за очаквано пенсиониране на няколко служители, придружено със съответните допълнителни разходи по изплащане на няколко работни 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, работно облекло и канцеларски материали – планирани са на база постигнатите разходи през 2020 г.*

Отчетените материали за текущо поддържане за 2020 г. са в размер на 112 хил .лв. Основен дял (87%) съставляват разходите за материали за извършване на разписаните от производителя на ИКПТЕЕ технически обслужвания на всеки 2 000 h.

През 2020 г. са извършени три броя технически обслужвания, както следва:

- м. януари 2020 г. – извършено техническо обслужване на ИКПТЕЕ на 62 хил. работни часа на стойност 28 хил. лв.;

- м. март 2020 г. – извършено техническо обслужване на ИКПТЕЕ на 64 хил. работни часа на стойност 41 хил. лв.;

- м. септември 2020 г. - извършено техническо обслужване на ИКПТЕЕ на 66 хил. работни часа на стойност 28 хил. лв.

Планирано е увеличение на материалите за текущо поддържане, спрямо отчетните такива с приблизително 18 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, съобразно които са предписани и съответните технически обслужвания.

м. октомври 2021 г. – техническо обслужване на 72 хил. работни часа на приблизителна стойност – 23 хил. лв.;

м. януари 2022 г. – техническо обслужване на 74 хил. работни часа на приблизителна стойност – 34 хил. лв.;

м. април 2022 г. – техническо обслужване на 76 хил. работни часа на приблизителна стойност – 50 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. Това налага същите да бъдат отчетени като материали за текущо обслужване без инвестиционен характер.

Застраховки, данъци и такси, пощенски разходи, телефони и абонаменти, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, съдебни разходи, експертни и одиторски разходи и др. са планирани на база постигнатите разходи през 2020 г.

Наеми, безплатна храна, служебни карти и пътувания, изпитания на съоръженията – не са планирани.

Отчетените разходи, присъщи за дейността, през 2020 г., са нанесени в графа други разходи, като включват:

разходи за провеждане на процедури по ЗОП и извън приложното поле на ЗОП, свързани с избор на изпълнител на доставка на стоки и услуги – 12 хил. лв.

разходи за медийно обслужване и ПР – 6 хил. лв.;

разходи за спазване изискванията на регламента за защита на личните данни и физико-химичен анализ – 1 хил. лв.;

материали за автотранспорт – 1 хил. лв.

други материали – 5 хил. лв., в състава на които са включени канцеларски материали – 2 хил. лв., стопански инвентар – 3 хил. лв.

Възнаграждение за участие на юридическо лице в Съвета на директорите – 11 хил. лв.

Други външни услуги – 4 хил. лв.

6. Разходи, свързани с нерегулираната дейност – *планирани са на база постигнатите разходи през 2020 г.*

За 2020 г. отчетените разходи, нормативно непризнати за целите на ценообразуването, са в размер на приблизително 493 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 158 хил. лв., разходи за неустойки за забавено плащане по договори в размер на 80 хил. лв., разходи за дялово разпределение в размер на 79 хил. лв., отписани вземания в размер на 41 хил. лв., недостиг на електрическа енергия при участие в стандартна балансираща група и разход за покупко-

продажба на електрическа енергия в рамките на деня – 21 хил. лв., разходи за достъп на производители в размер на 33 хил. лв., разходи за участие в стандартна балансираща група – 5 хил. лв., необлагаеми социални разходи – 40 хил. лв., разходи за провизии – 5 хил. лв. (енергийни спестявания за 2020 г., съгласно чл.14, ал.4, т.2 от Закона за енергийна ефективност (ЗЕЕ)), разходи за минали периоди – 15 хил. лв. (изплащане на задълженията за енергийни спестявания, съгласно чл. 14, ал. 4, т. 2 от ЗЕЕ), брак – 1 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

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 и за производство на топлинна енергия от водогрейни котли. Цената на природния газ е съобразена с утвърдената в Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. на КЕВР цена за „Топлофикация – Разград“, която включва:

Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 32,01 лв./MWh;

Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 5,2 + 20+120 = 145,20 лв./knm^3;

От 01.02.2020 г. цената на „Овергаз Мрежи“ АД за разпределение на природен газ е 9,76 лв./MWh, а за снабдяване – 0,60 лв./MWh.

Цените са преизчислени в лв./knm^3 чрез прилагане на коефициент за преобразуване 10,562 kW/m^3 (Решение на КЕВР № Ц-26 от 01.07.2020 г.).

1.2. Разходи за вода – планирано е завишение с 1 хил. лв., във връзка с покачване на крайната цена.

1.3. Разходи за закупена енергия – планирано увеличение с около 13%. Увеличението на разхода за закупена електрическа енергия в преноса е свързано с очакваното излизане на дружеството (в частта АС) на свободен пазар на електрическа енергия, където се очаква цената да е по-висока, спрямо тази на регулиран пазар.

1.4. Консумативи (химикали, реагенти) – включени са разходи за химикали, реагенти за обработка на циркулиращата вода по топлопреносната мрежа и централата. Планирани са на база постигнатите разходи през 2020 г., като същевременно е планирано 13% увеличение, свързано с увеличение на цените на химикалите и реагентите, използвани за обработка на водата и използваните смазочни материали, осигуряващи безпроблемната работа на съоръженията.

2. Разходи за външни услуги – не са планирани

3. Акциз на природния газ – формира се на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ.

4. Разходи за емисии парникови газове (CO_2) – не са планирани.

За новият регулаторен период дружеството не планира разходи за закупуване на квоти за емисии на парникови газове. Това е свързано с излизане на „Топлофикация –Разград“ АД от Европейската схема за търговия с емисии (ЕСТЕ), вследствие отмяната на Разрешително за емисии на парникови газове № 33-Н1/2015 г. В тази връзка е отпаднало задължението на дружеството за 2020 г. за предаване на квоти на емисии на парникови газове в размер на изчислените емисии за предходната календарна година.

Разходите, които не са пряко относими към двата продукта, а са характеризирани като общи, са разпределени пропорционално на произведената топлинна и електрическа енергия.

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

Поради необосновано и високи цени на топлинната енергия, които се получават за новия регулаторен период при работа с Коефициент на разпределение на горивото в производството - 0,40, дружеството е работило с коефициент – 0,30.

По отношение на направените през 2020 г. инвестиции Дружеството отчита разходи в размер на 8 хил. лв. в дълготрайни материални активи. Отчетените през 2020 г. инвестиции са свързани с изграждане на система за контрол на достъпа - 2 хил. лв. и допълнителна

функционалност на софтуера за събиране на вземания – 6 хил. лв.

За новия регулаторен период не са планирани разходи за инвестиции.

Дейността на „Топлофикация - Разград“ АД не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 4,94% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 4,11% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са с 10,91% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 29,60% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт със 158,67 %. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи със 100%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	34 420	33 509	31 383	33 340	1 957	6,24%	-1 080	-3,14%
1.1.	гореща вода	MWh	34 420	33 509	31 383	33 340	1 957	6,24%	-1 080	-3,14%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	800	565	535	600	65	12,15%	-200	-25,00%
2.1.	гореща вода	MWh	800	565	535	600	65	12,15%	-200	-25,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,27%	1,66%	1,68%	1,77%	0	5,47%	0	-22,17%
3.1.	гореща вода	%	2,27%	1,66%	1,68%	1,77%	0	5,47%	0	-22,17%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	35 220	34 074	31 918	33 940	2 022	6,33%	-1 280	-3,63%
4.1.	гореща вода	MWh	35 220	34 074	31 918	33 940	2 022	6,33%	-1 280	-3,63%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	18 920	18 580	16 968	18 440	1 472	8,68%	-480	-2,54%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	16 500	16 299	15 552	16 300	748	4,81%	-200	-1,21%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	1 263	1 093	1 067	1 100	33	3,09%	-163	-12,91%
		%	7,65%	6,71%	6,86%	6,75%	0	-1,64%	0	-11,84%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	15 237	15 206	14 485	15 200	715	4,94%	-37	-0,24%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	15 237	15 206	14 485	15 200	715	4,94%	-37	-0,24%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	60 164	59 473	56 499	61 685	5 186	9,18%	1 521	2,53%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	40 870	40 509	38 921	41 535	2 614	6,72%	665	1,63%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	19 294	18 964	17 578	20 150	2 572	14,63%	856	4,43%
9	ОБЩА ефективност	%	78,30%	77,09%	76,99%	75,12%	0	-2,44%	0	-4,06%
10	Топлинна ефективност	%	37,93%	36,85%	37,04%	35,87%	0	-3,14%	0	-5,41%
11	Електрическа ефективност	%	40,37%	40,24%	39,96%	39,24%	0	-1,79%	0	-2,79%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	98,06%	97,98%	96,53%	91,51%	0	-5,20%	0	-6,68%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	74	89	91	68	-23	-25,44%	-7	-8,93%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	193	178	179	196	17	9,59%	3	1,77%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	24 620	22 296	21 573	22 460	887	4,11%	-2 160	-8,77%
10.1.	гореща вода	MWh	24 620	22 296	21 573	22 460	887	4,11%	-2 160	-8,77%
10.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	9 800	11 213	9 810	10 880	1 070	10,91%	1 080	11,02%
		%	28,47%	33,46%	31,26%	32,63%	0	4,40%	0	14,62%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	9 800	11 213	9 810	10 880	1 070	10,91%	1 080	11,02%
		%	28,47%	33,46%	31,26%	32,63%	0	4,40%	0	14,62%
13	Технологични разходи - пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	1 458	1 671	1 679	1 889	210	12,51%	431	29,60%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	353	417	395	365	-30	-7,59%	12	3,40%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	75	45	67	194	127	189,55%	119	158,67%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	529	535	535	621	86	16,07%	92	17,33%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	108	107	107	124	17	15,89%	16	14,52%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	101	99	99	115	16	16,16%	14	13,55%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	7	8	8	9	1	12,50%	2	28,57%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	392	567	575	585	10	1,74%	193	49,23%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	325	377	377	377	0	0,00%	52	16,00%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	483,92	484,08	428,99	483,29	54	12,66%	-1	-0,13%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	75	45	67	194	127	189,55%	119	158,67%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	33	25	36	162	126	350,00%	129	390,91%
I.2.	по преноса	хил. лв.	42	20	31	32	1	3,23%	-10	-23,81%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	439	8	8	0	-8	-100,00%	-439	-100,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	382	2	2	0	-2	-100,00%	-382	-100,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	57	6	6	0	-6	-100,00%	-57	-100,00%

„Топлофикация Разград“ АД

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет общият всеобхватен доход на „Топлофикация Разград“ АД за 2020 г. е с отрицателна стойност в размер на 210 хил. лв., формиран от реализираната ***загуба*** на стойност 210 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е положителна величина в размер на 1 025 хил. лв., формиран от ***загуба*** в размер на 1 201 хил. лв. и положителен друг всеобхватен доход за периода, нетно от данъци 2 226 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба на електрическа и топлинна енергия и услуги се увеличават през 2020 г. спрямо 2019 г. с 3,26%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2020 г. спрямо 2019 г. със 7,21%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, липсват достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, но има възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 60% собствен капитал и 40% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 58% собствен капитал и 42% привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт са коригирани от 194 хил. лв. на 50 хил. лв. или със 144 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10% поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 620 хил. лв. на 535 хил. лв. или с 85 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 124 хил. лв. на 107 хил. лв. или със 17 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и 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 6,26% на 4,26% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 10 880 MWh (32,63%) на 9 380 MWh (28,13%) или с 1 500 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:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,90 лв./MWh;

3. Достъп и пренос по мрежата на ГРД - 11,457 лв./MWh;
4. Пренос - 0,46 лв./MWh;
5. Достъп - 1,94 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 55,13 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	1 817	1 771	1 855	2 361	7 314	9 815	10 657	8 804	9 802	4 417	2 209	1 893	**62 714**
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	29,46	29,03	32,82	35,08	38,57	38,06	37,29	40,75	39,00	42,45	42,45	42,45	**38,34**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	7,21	7,79	1,13	12,56	13,38	22,97	76,41	32,66	53,52	7,11	-6,43	5,30	**234**
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**	**28,25**
		10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	9,26	4,74	10,45	
Цена на пр. газ , Цпl	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	**28,25**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**0**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**0,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**0,00**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**0,00**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 246

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

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

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 218,67 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 93,60 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 94,20 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 5 581 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 387 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 368 хил. лв. и променливи – 4 019 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 543 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,26%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 200 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 23 960 MWh

9. „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив

С писмо вх. № Е-14-56-4 от 16.04.2021 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 Комисията. Към заявлението не е представена информация по т. I.2, т. I.5, т. I.8, т. I.12, т. II.2, т. II.4, т. II.7 и отчетни справки за 2020 г. по ЕССО.

Съгласно данните в представения ценови модел изчислените цени на енергия, без ДДС, са следните:

- преференциална цена на електрическата енергия от комбинирано производство – 358,94 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 84,42 лв./MWh;

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ 404,00 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са със 79,82% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 64,18% по-ниски от прогнозираните.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството не предвижда изменение на разходите спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 – 30.06.2020 г.). Също така не предвижда разходи за инвестиции през следващия регулаторен период.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	2 496	2 183	1 283	2 496	1 213	94,54%	0	0,00%
1.1.	гореща вода	MWh	2 496	2 183	1 283	2 496	1 213	94,54%	0	0,00%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	256	458	302	256	-46	-15,23%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh	256	458	302	256	-46	-15,23%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	9,30%	17,34%	19,05%	9,30%	0	-51,18%	0	0,00%
3.1.	гореща вода	%	9,30%	17,34%	19,05%	9,30%	0	-51,18%	0	0,00%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-	MWh	2 752	2 641	1 585	2 752	1 167	73,63%	0	0,00%
4.1.	гореща вода	MWh	2 752	2 641	1 585	2 752	1 167	73,63%	0	0,00%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	2 122	1 985	1 025	1 997	972	94,83%	-125	-5,89%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	148	89	4	161	157	3925,00%	13	8,78%
		%	6,97%	4,48%	0,39%	8,06%	0	1965,91%	0	15,59%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	1 974	1 896	1 021	1 836	815	79,82%	-138	-6,99%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	1 974	1 896	1 021	1 836	815	79,82%	-138	-6,99%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	5 669				0	0,00%	-5 669	-100,00%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	5 669				0	0,00%	-5 669	-100,00%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	81,46%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	-1	-100,00%
10	Топлинна ефективност	%	44,03%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
11	Електрическа ефективност	%	37,43%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh					0	0,00%	0	0,00%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh					0	0,00%	0	0,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	1 784	1 178	843	1 384	541	64,18%	-400	-22,42%
10.1.	гореща вода	MWh	1 784	1 178	843	1 384	541	64,18%	-400	-22,42%
10.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	712	1 005	440	1 112	672	152,73%	400	56,18%
		%	28,53%	46,04%	34,29%	44,55%	0	29,91%	0	56,18%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	712	1 005	440	1 112	672	152,73%	400	56,18%
		%	28,53%	46,04%	34,29%	44,55%	0	29,91%	0	56,18%
13	Технологични разходи - пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	531	487	495	531	36	7.27%	0	0.00%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	120	130	124	120	-4	-3.23%	0	0.00%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	190	180	188	190	2	1.06%	0	0.00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	70	60	60	70	10	16.67%	0	0.00%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	56	55	59	56	-3	-5.08%	0	0.00%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	55	54	58	55	-3	-5.17%	0	0.00%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	1	1	1	1	0	0.00%	0	0.00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	95	62	64	95	31	48.44%	0	0.00%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	15	69	60	26	-34	-56.67%	11	73.33%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	480.00	420.00	400.00	310.00	-90	-22.50%	-170	-35.42%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0.00%	0	0.00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	190	180	188	190	2	1.06%	0	0.00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	190	180	188	190	2	1.06%	0	0.00%
I.2.	по преноса	хил. лв.					0	0.00%	0	0.00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	0	0	0	0	0.00%	0	0.00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.					0	0.00%	0	0.00%
II.2.	по преноса	хил. лв.					0	0.00%	0	0.00%

„Юлико Евротрейд“ ЕООД

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„Юлико Евротрейд“ ЕООД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2020 г., отчита нетна ***печалба*** в размер на 23 хил. лв., увеличена спрямо 2019 г., когато е в размер на 87 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2020 г. намаляват спрямо 2019 г. с около 57,30%.**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2020 г., спрямо 2019 г. с 57,64%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, както и не разполага със собствени оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 45% собствен капитал и 55% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 38% собствен капитал и 62% привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 130 хил. лв. на 72 хил. лв. или с 58 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 заплати и възнаграждения са коригирани от 90 хил. лв. на 80 хил. лв. или с 10 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 56 хил. лв. на 55 хил. лв. или с 1 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и 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 7,92% на 5,25% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 1 112 MWh (44,55%) на 812 MWh (32,53%) или с 300 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:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 41,34 лв./MWh;

3. Пренос - 0,65 лв./MWh;

4 . Достъп - 3,32 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 45,31 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	1 817	1 771	1 855	2 361	7 314	9 815	10 657	8 804	9 802	4 417	2 209	1 893	**62 714**
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	29,46	29,03	32,82	35,08	38,57	38,06	37,29	40,75	39,00	42,45	42,45	42,45	**38,34**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	7,21	7,79	1,13	12,56	13,38	22,97	76,41	32,66	53,52	7,11	-6,43	5,30	**234**
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**	**28,25**
		10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	9,26	4,74	10,45	
Цена на пр. газ , Цпl	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	**28,25**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**0**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**0,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**0,00**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**0,00**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 246

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

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) – 367,77 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 68,27 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 989 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 952 хил. лв., от които условно-постоянни – 520 хил. лв. и променливи – 432 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 911 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,25%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 974 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 684 MWh

<u>10. „Топлофикация Русе“ АД</u>

С писмо с вх. № Е-14-09-7 от 01.04.2021 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 Комисията.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2020 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 305,25 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 152,29 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 105,42 лв./MWh.

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

- цена на природен газ – 471,25 лв./knm^3;
- цена на въглища – 266,38 лв./t при калоричност 5 003 kcal/kg;
- цена на мазут – 793,00 лв./t при калоричност 10 088 kcal/kg;
- цена на биогориво – 86,12 лв./t при калоричност 3 685 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка на предложените за изменение цени на топлинната и електрическата енергия за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., както следва:

<u>Производство на електрическа и топлинна енергия</u>

Като базова година при планиране на цените от 01.07.2021 г. са използвани данните от 2020 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 2020 г. е била с по-високи температури от предвидените).

2. Увеличено е количеството на високоефективното комбинирано производство на електрическа енергия спрямо отчетеното през 2020 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 17,37% на 22,30% средно за ценовия период), поради въвеждането в експлоатация на инсталация за очистване на димни газове (ИОДГ – СОИ) в дружеството.

Приложено е заверено копие на „Технически проект за изграждане на ИОДГ-СОИ в ТЕЦ.

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 2020 г.

4. Отделените въглеродни емисии през новия ценови период от 01.07.2021 г. са изчислени в съответствие с количеството и емисионните фактори на горивата за периода 01.01.2020 г. - 30.06.2021 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 общия обем на отделените емисии във връзка с увеличаване на производството, съответно изгаряне на по-голямо количество горивото през новия период;

- За ценовия период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. дружеството не е предвидило безплатни квоти за разпределение по чл. 10а и чл. 10 в от Директива 2003/87/ЕО, поради следните съображения:

- *относно квотите по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО дружеството е подало необходимите документи (Формуляр за нивото на активност), който следва да бъде верифициран и подаден в МОСВ в срок до 31.03.2021 г. На основата на същия МОСВ следва да одобри предвидените във Формуляра квоти по чл. 10а за периода 2021 г. - 2025 г. Поради липсата на окончателно одобрение и разпределение не са предвидени квоти по чл. 10а в ценовия модел на този етап.*
- *относно квотите по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО, към момента съществува Проект на Правила за организацията и контрола по изпълнението на „Национална рамка за инвестиции за периода 2021 – 2030 г., според който квотите по чл. 10в следва да се разпределят на тръжна процедура за изпълнение на инвестиционни проекти, предложени от желаещите оператори.*

Правилата все още са във фаза проект, няма проведени тръжни процедури и съответно не са предвидени квоти по чл. 10в.

<u>Икономически показатели</u>

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 01.03.2021 г. - 30.06.2021 г.: 25 000 t по доставна цена 156,50 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 6,63 лв./t;

2. През периода 01.07.2021 г. - 31.12.2021 г.: 60 632 t по доставна цена 156,50 USD/t, с включени транспортни разходи до пристанище Русе.

Допълнителни разходи за разтоварване и съхранение за периода са предвидени в размер на 6,34 лв./t;

3. Необходими количества за обезпечаване на производството за периода 01.01.2022 - 30.06.2022 год.: 63 800 t по доставна цена 156,50 USD/t с включени транспортни разходи до пристанище Русе, плюс допълнителни разходи за разтоварване и съхранение 6,63 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 заложени 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 заложени 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 156,50 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 259,75 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:

259,75 лв./t + 6,63 лв/t =266,38 лв/t,

където 6,63 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 1,65973 лв/USD.

II. Цена на природния газ: за целия разглеждан период е приложена цена в размер на 471,25 лв./knm^3, съгласно Приложение № 2 и цената за м. април 2021 г. от откритото заседание на КЕВР във връзка със заявлението на „Булгаргаз“ ЕАД за цена на природния газ.

Обосновка на прогнозната цена на природния газ:

Влезлите в сила от 01.10.2017 г. нови правила при формиране на крайната цена на природния газ дават възможност за предварителна заявка на капацитетни продукти. Тяхната цена е най-висока при непостоянно потребление и невъзможност за точно предвиждане на използваните количества газ, каквито са условията на работа в „Топлофикация Русе“ АД. При условията на изгаряне на природен газ в централата предварителното резервиране на капацитет за дружеството в повечето случаи би довело до по-големи разходи. Това се дължи на факта, че заявеният капацитет при всички случаи се заплаща, независимо дали и в каква степен е използвано спомагателното гориво.

III. Цената на мазута за разглеждания период е 793,00 лв./t.

IV. Разходите за купена електрическа енергия за отчетния период възлизат на 1 569 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.

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 от обвързаността на цената на услугите с увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2021 г.

2. Разходите за работна заплата и осигуровки за новия ценови период са завишени спрямо отчетените през 2020 г. с 10%. Планираното завишение е във връзка с изоставането на средната месечна работна заплата в дружеството, която за 2020 г. е в размер на 1 496 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 2020 г. е в размер на 2 431 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 чл. 31 и чл. 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 цени за топлинна енергия с гореща вода по решение на КЕВР № Ц-10 от 01.07.2018 г. и решение № Ц-42 от 17.12.2020 г. за „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ обосновката е следната:

Съгласно Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. на КЕВР, на Топлофикация Русе АД е одобрена цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода в размер на 82,62 лв./MWh и количество 325 896 MWh.

След влязло в сила Решение № 3308 от 16.05.2019 г. на Административен съд - София град, КЕВР е приела Решение № Ц-42 от 17.12.2020 г., с което утвърждава цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода в размер на 84,86 лв./MWh за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г.

До влизане в сила на Решение № Ц-42 от 17.12.2020 г. на КЕВР „Топлофикация Русе“ АД е продало 276 196 MWh топлинна енергия с топлоносител гореща вода на цена от 82,62 лв./MWh., което при разликата от 2,24 лв./MWh в сравнение с утвърдената с Решение № Ц-42 от 17.12.2020 г. цена представлява невзет приход за дружеството на стойност 618 679 лв.

Този невзет приход следва да бъде включен в разходната база при утвърждаването на цени за електрическа и топлинна енергия за ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г.

7. Относно позиция „Разлика в прогнозни (по решение № Ц-28 от 01.07.2020 г.) и отчетени цени за CO_2 емисии“ на ред 5.29 от т. 5 „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ , позовавайки се чл.8, ал.10 от НРЦТЕ, „Топлофикация Русе“ АД отчита в повече 7 582,25 хил. лв. направени разходи, дължаща се на разликата в прогнозните (по решение № Ц-28 от 01.07.2020г.) и отчетените цени за CO_2 емисии, съответно 22 евро/t и 45,30 евро/t.

8. За позиция „химикали и реагенти“ от променливите разходи е предвидено десетпроцентно увеличение на използваните досега консумативи. Съществено влияние върху разходите ще окаже влизането в експлоатация на инсталация за очистване на димни газове ИОДГ-СОИ. При нейната работа се използва адитив - реагент калциев карбонат. Разходите за този адитив, при норма от 3,6 t/h и цена от 140 лв./t, възлизат на стойност 4 355 хил. лв.

9. При изчисляване на регулаторната база на активите са спазени изискванията на чл. 30 от Указания-НВ.

10. Спазено е указанието за прилагане норма на възвращаемост на собствения капитал в размер, утвърден от КЕВР за предходния ценови период.

VI. В резултат на извършените изчисления по справките от ценовия модел за новия регулаторен период са прогнозирани необходими приходи от дейността в размер на 103 855 хил. лв.

С писмо с вх. № Е-14-09-9 от 23.04.2021 г. дружеството е представило допълнително справки за микса от горива и емисии CO_2 за предходния и новия ценови период.

С писмо с вх. № Е-14-09-6 от 17.05.2021 г. дружеството е представило следната обосновка на приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения:

Стойността на тези приходи е отчетената за периода 01.07.2020 г. – 31.03.2021 г. и е в размер на 5200 лв. Тези приходи дружеството използва за образуване на съдебни производства срещу длъжници по дела за доставена, но неплатена топлинна енергия, заплащане на разноски по дела, по които дружеството е ответник, като същите са извадени от общите разходи.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за ценовия период с 2,24% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 2,27% по-ниска продажба на топлинна енергия с гореща вода и пара спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода и пара са завишени с 2,04%спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 64,06% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), вследствие на увеличените разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 415,49%. Дружеството предвижда увеличение на общата стойност на прогнозните разходи за инвестиции през новия регулаторен период с 81,12%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменени в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	554 124	462 124	508 309	519 409	11 100	2,18%	-34 715	-6,26%
1.1.	гореща вода	MWh	536 041	452 815	498 069	508 946	10 877	2,18%	-27 095	-5,05%
1.2.	пара	MWh	18 083	9 309	10 240	10 463	223	2,18%	-7 620	-42,14%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	95 471	75 028	82 751	84 329	1 578	1,91%	-11 142	-11,67%
2.1.	гореща вода	MWh	58 965	50 063	55 277	56 269	992	1,80%	-2 696	-4,57%
2.2.	пара	MWh	36 506	24 965	27 474	28 060	586	2,13%	-8 446	-23,14%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	14,70%	13,97%	14,00%	13,97%	0	-0,23%	0	-4,96%
3.1.	гореща вода	%	9,91%	9,96%	9,99%	9,96%	0	-0,34%	0	0,46%
3.2.	пара	%	66,87%	72,84%	72,85%	72,84%	0	-0,01%	0	8,92%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	649 595	537 153	591 059	603 738	12 678	2,15%	-45 857	-7,06%
4.1.	гореща вода	MWh	595 006	502 878	553 346	565 215	11 870	2,15%	-29 791	-5,01%
4.2.	пара	MWh	54 589	34 274	37 714	38 523	809	2,15%	-16 066	-29,43%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	279 720	260 791	274 865	294 068	19 203	6,99%	14 348	5,13%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	56 220	45 310	51 365	65 568	14 203	27,65%	9 348	16,63%
		%	20,10%	17,37%	18,69%	22,30%	0	19,32%	0	10,94%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	223 500	215 481	223 500	228 500	5 000	2,24%	5 000	2,24%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	220 000	212 034	220 000	225 000	5 000	2,27%	5 000	2,27%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	3 500	3 446	3 500	3 500	0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	1 170 723	1 001 904	1 086 349	1 127 419	41 070	3,78%	-43 304	-3,70%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	1 170 723	1 001 904	1 086 349	1 127 419	41 070	3,78%	-43 304	-3,70%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	71,22%	72,15%	72,09%	72,15%	0	0,09%	0	1,30%
10	Топлинна ефективност	%	47,33%	46,12%	46,79%	46,07%	0	-1,54%	0	-2,66%
11	Електрическа ефективност	%	23,89%	26,03%	25,30%	26,08%	0	3,09%	0	9,17%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	225	200	209	212	3	1,51%	-13	-5,91%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	169	173	171	173	3	1,56%	4	2,62%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	356 512	285 168	313 395	320 518	7 123	2,27%	-35 994	-10,10%
10.1.	гореща вода	MWh	345 379	279 553	307 224	314 207	6 982	2,27%	-31 172	-9,03%
10.2.	пара	MWh	11 133	5 615	6 171	6 311	140	2,27%	-4 822	-43,31%
11	Технологични разходи - общо	MWh	197 612	176 956	194 914	198 891	3 978	2,04%	1 280	0,65%
		%	35,66%	38,29%	38,35%	38,29%	0	-0,14%	0	7,37%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	190 662	173 262	190 845	194 740	3 895	2,04%	4 078	2,14%
		%	35,57%	38,26%	38,32%	38,26%	0	-0,14%	0	7,58%
13	Технологични разходи - пара	MWh	6 950	3 694	4 069	4 152	83	2,04%	-2 798	-40,26%
		%	38,43%	39,68%	39,74%	39,68%	0	-0,14%	0	3,25%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	20 463	22 966	24 307	33 573	9 266	38,12%	13 110	64,06%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	4 338	4 521	4 708	4 747	39	0,82%	409	9,42%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	5 160	4 810	4 608	5 477	869	18,86%	317	6,14%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	6 406	6 066	6 684	6 722	38	0,56%	316	4,93%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	1 666	1 567	1 671	1 715	44	2,64%	49	2,94%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	1 658	1 536	1 637	1 680	43	2,65%	22	1,35%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	8	32	34	35	1	1,97%	27	333,38%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	2 893	6 003	6 637	14 913	8 276	124,71%	12 020	415,49%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	2 628	2 864	3 094	3 174	80	2,59%	546	20,77%
II.	Цена на природен газ	лв./knm ^{3}	384,02	398,76	425,93	471,25	45	10,64%	87	22,72%
III.	Цена на въглища	лв./t	291,17	279,82	261,25	266,38	5	1,96%	-25	-8,51%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	5 160	4 810	4 608	5 477	869	18,86%	317	6,14%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	4 912	3 861	3 604	4 567	963	26,72%	-345	-7,03%
I.2.	по преноса	хил. лв.	248	949	1 004	910	-94	-9,36%	662	266,56%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	8 959	9 406	10 338	16 226	5 888	56,95%	7 267	81,12%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	7 341	9 192	10 180	16 076	5 896	57,92%	8 735	118,98%
II.2.	по преноса	хил. лв.	1 617	214	158	150	-8	-5,06%	-1 467	-90,73%

„Топлофикация Русе“ АД

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения от „Топлофикация Русе“ АД одитиран годишен финансов отчет (индивидуален финансов отчет) за 2020 г. текущият финансов резултат е ***печалба*** в размер на 5 321 хил. лв., при ***печалба*** от 11 112 хил. лв. за предходната година.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2020 г. намаляват спрямо предходната година със 7,29%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност бележат ръст със 17,71%.**

Коефициентът на обща ликвидност за 2020 г. е 1,16, което означава, че дружеството разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,77, което означава, че дружеството не може да осигури собствен финансов ресурс, с който да обезпечи финансиране в нови нетекущи активи.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 0,57, което означава, че дружеството не разполага с необходимите собствени средства за обезпечаване обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 36% собствен капитал и 64% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 35% собствен капитал и 65% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за целите на регулирането в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ. От представената информация е видно, че през 2020 г. приходите за дейността бележат спад спрямо предходната година общо с 5 961 хил. лв., като от топлинна енергия намаляват с 6 123 хил. лв., от електрическа енергия нарастват с 89 хил. лв. и от други приходи с ръст от 74 хил. лв.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 4 058 хил. лв. на 3 807 хил. лв. или с 251 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 689 хил. лв. на 655 хил. лв. или с 34 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 5 477 хил. лв. на 5 277 хил. лв. или с 200 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10% поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 6 722 хил. лв. на 6 066 хил. лв. или с 656 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 1 715 хил. лв. на 1 567 хил. лв. или със 148 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 3 071 хил. лв. на 2 730 хил. лв. или с 341 хил. лв, съгласно т. 1 от общия подход;

- допълнително добавените разходни позиции, изброени по-долу са коригирани като неприсъщи разходи и поради липса на аргументирана обосновка и достатъчни аргументи за необходимостта от тях. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, съгласно т. 1 от общия подход, а именно:

1. Такса дялово разпределение от 258 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 258 хил. лв.;

2. „Други разходи по нормативни актове“ е коригирана от 2 923 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 2 923 хил. лв.;

3. Провизии при пенсиониране от 51 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 51 хил. лв.

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 18 164 хил. лв. на 18 846 хил. лв. или с 682 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 205 017 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 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 2020 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 01.07.2021 г. - 30.06.2022 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:

„Топлофикация Русе“ АД

01.07.2021-30.06.2022						
		Вид гориво				
Показател	Димензия	въглища	мазут	природен газ	карбамид	**Общо**
1. Емисионен фактор:	tCO2/TJ(t)	88,2979	77,4000	55,5390	0,7300	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm^3)	20,197	40,000	34,244		
3. Коефициент на окисление:	-	0,9184	1	1	1	
4. Количество гориво:	t (knm^3)	123 813,02	100,00	1 000,00	29,02	
5. Емисии CO_2	t	202784,8	309,6	1901,9	21,2	**205017**

Прогнозни емисии CO_2 – 205 017 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 205 017 **t X** 91,92 лв./t **= 18 849 хил. лв.**
Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са:
1. Природен газ - 1 000 knm^3;
2. Въглища - 123 813 t;
3. Мазут - 100 t;
4. Карбамид - 29,02 t;
2. Биомаса - 98 549 t.

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 6,69% на 4,44% 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 194 740 MWh (38,26%) на 116 740 MWh (24,84%) или с 39 000 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 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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,34лв./MWh;

3. Капацитет- 7,58 лв./MWh;

4. Пренос - 0,58 лв./MWh;

5. Достъп - 5,35 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 53,85 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	1 178	721	158	0	442	969	1 578	2 044	1 071	530	530	530	**9 751**
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	**31,30**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	18,96	18,53	22,24	0,00	27,93	27,48	26,66	30,09	28,35	31,77	31,77	31,77	**26,93**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	4,76	3,22	0,11	0,00	0,87	2,37	11,52	7,89	6,01	1,23	0,03	1,54	**40**
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**	**27,55**
		-0,14	-0,14	-0,22	-24,72	-0,28	-0,22	-0,27	-0,30	-0,29	-1,42	-5,94	-0,23	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,03	18,60	22,35	12,36	28,07	27,59	26,80	30,24	28,50	32,48	34,74	31,89	**27,24**

2. Корекция по въглеродни емисии

	месец	**Общо:**
Количество, Qe	t	**155 779**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-1 397**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = -1 357,77

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 400 MW, като инсталираната електрическа мощност в топлофикационната част е 180 MW.

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) – 252,22 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 127,15 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 81,71 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 126,21 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 87 287 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 85 428 хил. лв., от които условно-постоянни – 21 161 хил. лв. и променливи – 64 266 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 41 890 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,44%
- Електрическа енергия – 228 500 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 225 000 MWh
  - от некомбинирано производство – 3 500 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 311 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 353 207 MWh

11. „Топлофикация Перник“ АД

С писмо с вх. № Е-14-03-6 от 31.03.2021 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 Комисията. Към заявлението не е представена информация по т. I.9, т. I.10, т. I.12, т. II.7 и т. II.8 от Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 260,85 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 117,89 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 44,28 лв./MWh.

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

- цена на въглища – 74,27 лв./$t_{н.г.}$ при калоричност 2 300 kcal/kg;
- цена на природен газ – 393,60 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

Обосновката на дружеството е следната:

Прогнозната информация е определена въз основа на избраната 2020 г. за базисна година съгласно глава I, т. 5 от 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 (708 313 MWh) през прогнозния период е с 8,94% повече от отчетната година и е в размер на 771 650 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 52,87%. Прогнозира се през новия регулаторен период те да се*

намалят до 47,43%.

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

Производство на електрическа енергия.

Цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период е изчислено съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, издадена от Министерство на икономиката и енергетиката (Наредба № РД-16-267), и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство ВЕКП, при ΔF>=10%.

Производството на електрическа енергия през отчетния период възлиза на 280 370 MWh, а за новия ценови период се планира да бъдат произведени 296 602 MWh.

Продадена електрическа енергия.

През отчетната 2020 г. „Топлофикация-Перник“ АД е фактурирала 221 510 MWh на свободния пазар, от които 202 751 MWh са от ВЕКП, компенсирано с премия от фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Общо произведеното нетно количество електрическа енергия през 2020 г. е в размер на 213 487 MWh, през новия регулаторен период количеството електрическа енергия за изкупуване е в размер на 222 034 MWh.

Електрическа енергия за собствено потребление:

Прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Топлофикация-Перник“ АД през новия ценови период 01.07.2020 г.—30.06.2021 г. са планирани на база отчетните данни през базовата 2020 г.

Електрическа енергия за собствени нужди:

Електрическата енергия за собствени нужди през новия ценови период е 74 568 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 2020 г възлиза на 877 хил. лв. за извършване на големи основни ремонти на съоръженията.

През ценови период 07.2021 - 06.2022 г. са предвидени общо разходи за ремонт в в размер на 2 897 хил. лв. Те са изчислени на база изготвената и одобрена ремонтна програма на дружеството. Взети са под внимание продължителната експлоатация на съоръженията и липсата на средства за реализиране на програмата в пълен размер през предишните регулаторни периоди (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, заложени 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 екрани на ПГ5. Ще бъдат доставени и подменени клапи преди прахоконцентратори на ПГ5. За периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 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 31.12.2020 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията възлиза на 89 719 хил. лв.

„Топлофикация-Перник“ АД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, Нормите на безопасност при експлоатация, съгласно техническите 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 новия ценови период 01.07.2020-30.06.2021 г. оборотният капитал е в размер на 23 816 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 2020 г., е 3,24 %.

Условно постоянни разходи

Разходи за амортизации

Съгласно изискванията на чл.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 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. разходите за амортизации са на нивото на 2020 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Разходите за работна заплата и осигуровки за отчетната 2020 г. възлизат на 10 391 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 8 371 хил. лв. и за осигуровки 2 020 хил. лв. За новия период необходимите разходи са завишени на 9 526 хил. лв. - разходи за заплати и 2 268 хил . лв. за осигуровки. Завишението е продиктувано от увеличението на минималната работна заплата от 01.2021 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 2020 г. с 1,80%. Отразени са в Приложение №1 -Разходи за производство.

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.

Дружеството е включило разходи в размер на 2 059 хил. лв., поради минал давностен срок за неполучени приходи от ценово решение № Ц-43 от 17.12.2020 г. (Приложение: Справка топлинна енергия 2018 – 2019 г.).

Променливи разходи

В променливите разходи се включват горива за производство, горива за разпалване - природен газ, разходи за закупени CO_2 квоти, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия и др. Информацията 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 2020 г.

***Основно гориво** за периода 01.07.2021-30.06.2022 г.*

Дружеството планира горивният микс за ТЕЦ „Република“ да се състои от:

- *сурови кафяви въглища - Определянето на разходите за гориво за ценови период 01.07.2021-30.06.2022 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 01.03.2021 г., за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 74,27 лв./$t_{н.г.}$ при калоричност 2 100 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 180 хил. лв. Те включват промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията.

Разходите за закупена енергия и балансиране за новия ценови период възлизат на 3 446 хил. лв. и включват електрическа енергия за АС, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар.

Разходите за консумативи за новия ценови период възлизат на 937 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;

Разходите за гориво-смазочни материали за въглеподавателен тракт за новия ценови период са прогнозирани 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 Изпълнителна агенция по околна среда (ИАОС) разрешително за емисии на парникови газове. Същото е актуално към 30.03.2021 г.

Ежегодно – в срок до 31 март дружеството е задължено за предходната календарна година да предостави в ИАОС верифициран „Доклад за емисии на парникови газове”. На 30.03.2021 г. в ИАОС е представен верификационен доклад на дружеството. 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/t всеки тон невърнати квоти на емисии.

Законодателството не предвижда изчисление и верифициране на емисии по отделни месеци, тримесечия или други периоди.

За 2020 г. верифицираните емисии от дейността на дружеството са 105 109 t. Данните са от 30.03.2021 г.

В срок до 15.04.2021 г. се очаква потвърдително писмо от ИАОС относно приемане на доклада.

За 2020 г. към 30.03.2021 г. са закупени 105 109 квоти за емисии.

Разходи за емисии за периода 01.07.2021-30.06.2022 г. прогнозното количество на закупените емисии ще бъде: 328 263 t при изгорени твърди горива – 486 150 t, природен газ - 26 800 000 m^3.

С писмо с вх. № Е-14-03-9 от 17.05.2021 г. дружеството е представило следната обосновка на приходите от юрисконсултски възнаграждения:

„Топлофикация - Перник“ АД претендира присъждане в полза на дружеството на юрисконсултски възнаграждения по дела, по които дружеството е защитавано от юрисконсулт. Правното основание за това е изведено и регламентирано в чл. 78, ал. 8 от ГПК, като присъжданите от съда юрисконсултски възнаграждения в полза на дружеството са съобразени с разпоредбата на чл. 37 от Закона за правната помощ. Размерът на претендираните за присъждане юрисконсултски възнаграждения от страна на „Топлофикация - Перник“ АД е съобразен и с разпоредбите на Наредба № 1 от 9 юли 2004 г. за минималните размери на адвокатските възнаграждения.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови

период е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 1,46% по-ниски количества реализирана електрическа енергия, с 12,99% намаление на топлинната енергия с гореща вода и с 8,77% намаление на топлинната енергия с пара спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени със 7,20% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 10,72% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 304,35%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 24,48%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димения	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	782 200	708 313	730 122	771 650	41 528	5,69%	-10 550	-1,35%
1.1.	гореща вода	MWh	367 800	357 690	354 176	362 750	8 574	2,42%	-5 050	-1,37%
1.2.	пара	MWh	414 400	350 623	375 946	408 900	32 954	8,77%	-5 500	-1,33%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	47 800	41 467	45 702	44 350	-1 352	-2,96%	-3 450	-7,22%
2.1.	гореща вода	MWh	47 800	41 467	45 702	44 350	-1 352	-2,96%	-3 450	-7,22%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	5,76%	5,53%	5,89%	5,44%	0	-7,74%	0	-5,63%
3.1.	гореща вода	%	11,50%	10,39%	11,43%	10,89%	0	-4,68%	0	-5,28%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	830 000	749 780	775 824	816 000	40 176	5,18%	-14 000	-1,69%
4.1.	гореща вода	MWh	415 600	399 157	399 878	407 100	7 222	1,81%	-8 500	-2,05%
4.2.	пара	MWh	414 400	350 623	375 946	408 900	32 954	8,77%	-5 500	-1,33%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	311 424	280 370	290 056	296 602	6 546	2,26%	-14 822	-4,76%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	75 089	66 883	71 223	74 568	3 345	4,70%	-521	-0,69%
		%	24,11%	23,86%	24,55%	25,14%	0	2,39%	0	4,27%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	236 335	213 487	218 833	222 034	3 201	1,46%	-14 301	-6,05%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	218 135	202 752	206 790	212 134	5 344	2,58%	-6 001	-2,75%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	18 200	10 735	12 043	9 900	-2 143	-17,79%	-8 300	-45,60%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	1 495 250	1 337 536	1 404 490	1 444 203	39 713	2,83%	-51 047	-3,41%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	1 495 250	1 337 536	1 404 504	1 443 997	39 493	2,81%	-51 253	-3,43%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	-14	206	220	-1581,83%	206	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	73,14%	73,92%	72,64%	73,98%	0	1,85%	0	1,15%
10	Топлинна ефективност	%	52,31%	52,96%	51,98%	53,44%	0	2,80%	0	2,15%
11	Електрическа ефективност	%	20,83%	20,96%	20,65%	20,54%	0	-0,54%	0	-1,38%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	218	217	220	221	1	0,56%	3	1,35%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	140	138	140	137	-3	-2,23%	-3	-2,05%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	640 500	519 188	544 723	599 600	54 877	10,07%	-40 900	-6,39%
10.1.	гореща вода	MWh	226 100	168 565	168 777	190 700	21 923	12,99%	-35 400	-15,66%
10.2.	пара	MWh	414 400	350 623	375 946	408 900	32 954	8,77%	-5 500	-1,33%
11	Технологични разходи - общо	MWh	141 700	189 125	185 399	172 050	-13 349	-7,20%	30 350	21,42%
		%	18,12%	26,70%	25,39%	22,30%	0	-12,19%	0	23,08%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	141 700	189 125	185 399	172 050	-13 349	-7,20%	30 350	21,42%
		%	38,53%	52,87%	52,35%	47,43%	0	-9,39%	0	23,11%
13	Технологични разходи - пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	23 837	21 546	24 607	26 393	1 786	7,26%	2 556	10,72%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	6 767	7 162	7 162	7 162	0	0,00%	395	5,84%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	460	877	880	1 860	980	111,36%	1 400	304,35%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	11 556	8 371	9 240	9 526	286	3,10%	-2 030	-17,57%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	2 247	2 020	2 160	2 268	108	5,00%	21	0,93%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	2 247	2 020	2 160	2 268	108	5,00%	21	0,93%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	2 807	3 116	5 165	5 577	412	7,98%	2 770	98,68%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	299	209	219	229	10	4,57%	-70	-23,41%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	354,13	365,12	363,49	393,60	30	8,28%	39	11,15%
III.	Цена на въглища	лв./t	65,46	64,66	65,00	74,27	9	14,26%	9	13,46%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	460	877	880	1 860	980	111,36%	1 400	304,35%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	460	877	880	1 860	980	111,36%	1 400	304,35%
I.2.	по преноса	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т. ч.:	хил. лв.	6 315	4 091	4 091	4 769	678	16,57%	-1 546	-24,48%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	5 890	3 996	3 996	3 844	-152	-3,80%	-2 046	-34,74%
II.2.	по преноса	хил. лв.	425	95	95	925	830	873,68%	500	117,65%

„Топлофикация Перник“ АД

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г., „Топлофикация - Перник“ АД отчита ***загуба*** в размер на 905 хил. лв. спрямо отчетена ***загуба*** през 2019 г. в размер на 1 915 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби през 2020 г. бележат ръст спрямо предходната година с 15,19%;**
- **Разходите от оперативната дейност нарастват със 7,91%.**

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура, може да се направи извод, че през 2020 г. „Топлофикация - Перник“ АД, разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения. През текущата година дружеството притежава собствени средства, с които да инвестира в нови дълготрайни активи, както и да покрива финансовите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 62% собствен капитал и 38% привлечен капитал, а за 2019 г. е 68%% собствен капитал и 32% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за целите на регулирането в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ. От представената информация е видно, че през 2020 г. приходите от дейността, спрямо предходната година, бележат общ ръст от 7 922 хил. лв., като от топлинна енергия намаляват с 549 хил. лв., от електрическа енергия нарастват с 8 528 хил. лв. и от други приходи - намаление с 57 хил. лв.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 186 хил. лв. на 110 хил. лв. или със 76 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 1 860 хил. лв. на 970 хил. лв. или с 890 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 11% поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 9 526 хил. лв. на 8 371 хил. лв. или с 1 155 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 2 268 хил. лв. на 2 020 хил. лв. или с 248 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 3 518 хил. лв. на 3 116 хил. лв. или с 402 хил. лв, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 13 082 хил. лв. на 13 504 хил. лв. или с 422 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 146 906 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 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 2020 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 01.07.2021 г. - 30.06.2022 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:

		Вид гориво			
Показател	Димензия	Природен газ	Въглища/ биомаса		Общо
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	55,530	67	-	
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	34,54	8,80	-	
3. Коефициент на оксиление:	-	100,00	89	-	
4. Количество на горивото:	$t(knm^3)$	26 800	182 000	-	
5. Емисии CO_2	t	51 403	95 503	-	146 906

Прогнозни емисии CO_2 – 146 906 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 146 906 t X 91,92 лв./t **= 13 504 хил. лв.**
Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: **природен газ - 26 800 knm^3 и въглища/биомаса - 182 000 t**.

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 6,05% на 4,14% 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:

- коригирана е цената на въглищата от 74,27 лв./$t_{нг}$ на 65,30 лв./$t_{нг}$ (с 8,97 лв./$t_{нг}$) при долна калоричност 2 100 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2020 г., съгласно т. 8 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 172 050 MWh (47,43%) на 77 050 MWh (21,24%) или с 95 000 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 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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,02 лв./MWh;
3. Пренос - 0,63 лв./MWh;
4. Достъп - 6,46 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 47,11 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	1 627	1 530	3 618	5 929	4 336	10 790	16 518	11 872	5 780	3 680	3 155	2 630	**71 464**
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	**31,95**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,06	18,64	22,38	24,58	28,14	27,65	26,92	30,36	28,61	30,00	30,00	30,00	**27,44**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	6,49	6,75	2,35	31,96	8,09	25,51	118,51	44,23	31,64	11,79	2,98	9,99	**300**
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**	**28,06**
		-0,04	-0,03	-0,08	-0,14	-0,07	-0,05	-0,01	-0,03	-0,03	-3,19	-7,71	-2,00	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,08	18,66	22,42	24,65	28,17	27,68	26,93	30,37	28,63	31,60	33,86	31,00	**27,75**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**105 054**
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-942,33**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = -642,04

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 105 MW.

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) – 216,22 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 91,15 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 80,76 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 48,41 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 90 876 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 87 733 хил. лв., от които условно-постоянни – 22 205 хил. лв. и променливи – 65 528 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 75 984 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,14%
- Електрическа енергия – 222 034 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 212 134 MWh
  - от невисокоефективно комбинирано производство – 9 900 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 285 700 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 408 900 MWh

12. „Топлофикация Сливен“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-07-2 от 31.03.2021 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 Комисията. Не е приложена информация по т. I.8 от Писмото.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Цена на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия - 209,55 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара - 79,38 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода - 82,04 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на въглищата – 77,36 лв./t с калоричност 3 606 kcal/kg;
- цена на мазут – 885,00 лв./t калоричност 10 000 kcal/kg;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 92,02 лв./t с калоричност 3 450 kcal/kg;

Обосновката на дружеството на прогнозните ценообразуващи елементи за ценови период 2021 г. - 2022 г. е следната:

1. ПРОИЗВОДСТВО.

Производството на електрическа и топлинна енергия е съобразено с настъпилите промени в броя и потреблението на клиентите на гореща вода. През 2020 г. дружеството е реализирало 101 519 MWh топлинна енергия с гореща вода. Отчитайки изминаващия сезон 2020 г. – 2021 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 2020 г. на 98 102 MWh, или с 3 417 MWh по-малко. За 2020 г. продадената

топлинна енергия с пара е 140 084 MWh. Намалените количества ползвана пара от един от клиентите поради намален износ на продукция, за предстоящия ценови период прогнозата е за намаление общо с 5 535 MWh, от 140 084 MWh на 134 549 MWh.

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 10.06.2022 г. – 30.06.2022 г. През този период не се предвижда производство и продажба на топлинна енергия.

Собствените нужди от електрическа енергия са съобразно работещите ел. двигатели на вентилатори, помпи, съоръжения, свързани с подготовка на горивото за изгаряне, захранване на котлите с вода, подаване на варов разтвор към сероочистващата инсталация и др.

2. РАЗХОДИ.

2.1. Условно-постоянни разходи.

Предвидените УПР са запазени на нивото на отчетната 2020 г., като някои от тях са коригирани и актуализирани в рамките на до 10 процента.

Прогнозните разходи за амортизации са съобразени с отчетените през 2020 г., въведените в експлоатация съоръжения през същата година, такива с изтекъл амортизационен срок, и са запазени в същия размер.

Разходи за заплати:

От 01.01.2021 г. с постановление № 331/26.11.2020 г. на Министерски съвет минималната заплата за страната е увеличена от 610 лв. на 650 лв.. 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 01.01.2021 г., вследствие увеличението ѝ на 650 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 15 хил. лв., което е показано в модела, в разходи за проверка на уреди в преноса.

С Решение № Ц-044 от 17.12.2020 г. за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. КЕВР утвърждава на „Топлофикация-Сливен" ЕАД цени на топлинна енергия по-високи от утвърдените с Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г., отнасящи се за същия период.

Поради изтеклия период от време и невъзможността със задна дата да се увеличат задълженията на клиентите, в настоящето заявление, в ценовия модел са включени необходими приходи, представляващи разлика между необходими приходи съгласно Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. и тези съгласно Решение № Ц-44 от 17.12.2020 г. Дружеството счита, че включването им сега, е извършено във възможно най-кратко време след тяхното утвърждаване.

С ремонтната програма за 2020 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 1 561 хил. лв.

Аварийни и планови ремонти по основни топлопреносни магистрали, топлофикационни отклонения и АС на стойност 138 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, подобрение, реконструкция и не са разходи с инвестиционен характер.

Въпреки увеличената наработка на съоръженията, недостигът на средства през 2020 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 m^3 се изпълнява обществена поръчка с обща първоначална стойност 600 хил. лв., от които 520 хил. лв. за дейността изгребване и депониране на сгуропепелни маси.

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 съгл. т. 32.5 от Указания-НВ.

2.2. Променливи разходи:

Променливите разходи са за: горива; електрическа енергия; вода за технологични нужди; такса за водоползване съгл. 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 съгл. Закона за акцизите и данъчните складове; квоти за емисии парникови газове.

Разходи за горива - *През изминалата година са настъпили значими промени в пазарите на въглища и на цена на квоти емисии CO_2. С цел ограничаване и намаляване на разходите за дейността дружеството е направило преоценка за използване на възможни алтернативни горива. За осъществяване на тази цел дружеството е започнало изгаряне на биомаса в по-големи количества. Същевременно, основният източник на въглища трайно е ограничил производството си за нуждите на „Топлофикация-Сливен" ЕАД. Дружеството е принудено да търси частично заместващи ги, единственият възможен вид гориво е вносни черни въглища. През последните месеци дружеството достави и започна изгаряне на такъв вид въглища. Поради това в производствената програма за следващия период е предвидено влагане в производство и на вносни черни въглища. Крайната цена на придобиване на вносните въглища до склада на „Топлофикация-Сливен" ЕАД е 174,85 лв./t, без ДДС, и е формирана от покупна цена 146,85 лв./$t_{нг}$ (изчислена при цена 89 USD/$t_{нг}$ и курс на долара 1,65 лв.), 12 лв./t транспортни разходи и 16 лв./t митнически разходи.*

Изпълнявайки изискванията за постигане на допустими норми на отделяне на серен диоксид, през 2020 г. „Топлофикация-Сливен" ЕАД е използвалf хидратна вар за газоочистващата инсталация и химикали и реагенти (киселини, основи, йонообменна смола, вар за подготовка на водата за технологични нужди) в размер на 562 хил. лв. Наблюдаваната тенденция за голямо увеличение на цената на емисии парникови газове, каквито ползват и производителите на хидратна вар, се отразява и на продажната ѝ цена, поради което дружеството предвижда с 10% увеличение на разходите за химикали и реагенти спрямо отчетените през 2020 г.

Минималното 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 2020 г. и съответства на режима на работа на газоочистващата инсталация, необходимата вода за технологични нужди за захранване 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 немалко усилия в намаляване на разходите за емисии парникови газове чрез използване на алтернативни горива, поради драстично увеличените цени на квотите, разходът за закупуването им е по-голям от отчетения за 2020 г.

Дружеството не разполага с безплатни квоти и предвижда да закупи цялото емитирано количество. Необходимото количество е изчислено за предвидените по производствена програма горива чрез формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации, и постигнати показатели през отчетната 2020 г. Прогнозният брой квоти за следващия ценови период 2021 г. – 2022 г. е показан в Справка № 4 в ценовия електронен модел и справка за емисии парникови газове. Разходът за закупуването им е изчислен при цена 45,50 евро/t, равна на покупната за 2020 г.

За 2020 г. „Топлофикация-Сливен" ЕАД е изпълнило задължението си за осигуряване на необходимите количества квоти емисии, като е закупило 70 831 квоти на обща стойност 6 303 269,11 лв. при единична цена 88,99026 лв. В изпълнение на чл. 24а от НРЦЕЕ дружеството е включило в ценовия модел в необходими приходи 3 256 119 лв., представляващи разлика между прогнозни и отчетени разходи за квоти въглеродни емисии за предходния ценови период, получени при следните изходни данни: количество закупени квоти за 2020 г. – 70 831, покупна цена 88,99026 лв., цена съгласно Решение № Ц-010 от 01.07.2020 г. – 43,02 лв., разлика в цените 45,97026 лв. Общата сума на разхода е 70831 Х 45.97026 = 3 256 119 лв.

С писмо с вх. № Е-14-07-3 от 23.04.2021 г. дружеството е представило допълнително справки за микса от горива и емисии CO_2 за предходния и новия ценови период.

С писмо с вх. № Е-14-07-2 от 31.03.2021 г. дружеството е представило счетоводна справка за постъпили суми от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 1 912,85 лв.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага с 3,50% по-високи количества реализирана електрическа енергия и с 2,54% увеличение на количествата топлинна енергия с гореща вода спрямо отчетеното през предходния ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени с 1,29% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 39,69% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), основно от увеличените разходи за заплати и възнаграждения с 11,72% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 132,61%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи с 31,47 %.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	352 265	345 432	332 497	334 694	2 197	0,66%	-17 571	-4,99%
1.1.	гореща вода	MWh	161 516	152 587	146 967	149 164	2 197	1,49%	-12 352	-7,65%
1.2.	пара	MWh	190 749	192 845	185 530	185 530	0	0,00%	-5 219	-2,74%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	7 200	1 885	2 353	7 200	4 847	206,01%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh	2 600	677	920	2 600	1 680	182,65%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh	4 600	1 208	1 433	4 600	3 167	221,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,00%	0,54%	0,70%	2,11%	0	199,71%	0	5,14%
3.1.	гореща вода	%	1,58%	0,44%	0,62%	1,71%	0	175,43%	0	8,14%
3.2.	пара	%	2,35%	0,62%	0,77%	2,42%	0	215,66%	0	2,74%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	359 465	347 317	334 850	341 894	7 044	2,10%	-17 571	-4,89%
4.1.	гореща вода	MWh	164 116	153 264	147 887	151 764	3 877	2,62%	-12 352	-7,53%
4.2.	пара	MWh	195 349	194 053	186 963	190 130	3 167	1,69%	-5 219	-2,67%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh		1 126	1 794		-1 794	-100,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	180 972	176 585	174 976	181 932	6 956	3,98%	960	0,53%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	47 679	42 381	42 117	44 425	2 309	5,48%	-3 254	-6,82%
		%	26,35%	24,00%	24,07%	24,42%	0	1,45%	0	-7,32%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	133 293	134 204	132 859	137 507	4 648	3,50%	4 214	3,16%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	124 693	124 216	124 693	128 907	4 214	3,38%	4 214	3,38%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh		0			0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	8 600	9 988	8 166	8 600	434	5,31%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	692 449	668 436	656 020	669 561	13 541	2,06%	-22 888	-3,31%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	692 449	667 011	653 786	669 561	15 776	2,41%	-22 888	-3,31%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	1 424	2 235	0	-2 235	-100,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	77,01%	78,09%	77,35%	77,16%	0	-0,24%	0	0,20%
10	Топлинна ефективност	%	50,87%	51,62%	50,58%	49,99%	0	-1,18%	0	-1,74%
11	Електрическа ефективност	%	26,14%	26,47%	26,76%	27,17%	0	1,53%	0	3,97%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	79,05%	80,28%	0,00%	-1	-100,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	223	219	217	215	-2	-0,71%	-8	-3,59%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	157	153	156	157	2	1,01%	0	0,21%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	244 706	241 603	229 122	232 651	3 530	1,54%	-12 055	-4,93%
10.1.	гореща вода	MWh	98 037	101 519	95 674	98 102	2 429	2,54%	65	0,07%
10.2.	пара	MWh	146 669	140 084	133 448	134 549	1 101	0,83%	-12 120	-8,26%
11	Технологични разходи - общо	MWh	107 558	103 829	103 376	102 043	-1 333	-1,29%	-5 515	-5,13%
		%	30,53%	30,06%	31,09%	30,49%	0	-1,94%	0	-0,15%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	63 478	51 068	51 294	51 062	-232	-0,45%	-12 416	-19,56%
		%	39,30%	33,47%	34,90%	34,23%	0	-1,92%	0	-12,90%
13	Технологични разходи - пара	MWh	44 080	52 761	52 082	50 981	-1 101	-2,11%	6 901	15,66%
		%	23,11%	27,36%	28,07%	27,48%	0	-2,11%	0	18,91%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	13 358	12 039	13 053	18 659	5 606	42,95%	5 301	39,69%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	1 411	1 320	1 320	1 320	0	0,00%	-91	-6,45%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	2 248	1 699	2 162	2 563	402	18,58%	315	14,02%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	5 115	4 969	5 217	5 714	497	9,52%	599	11,72%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	1 284	1 205	1 265	1 386	121	9,52%	102	7,92%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	1 284	1 205	1 265	1 386	121	9,52%	102	7,92%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	3 300	2 846	3 089	7 676	4 587	148,49%	4 376	132,61%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	1 579	1 507	1 596	1 660	64	4,01%	81	5,13%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3					0	0,00%	0	0,00%
III.	Цена на въглища	лв./t	77,36	91,34	91,32	105,30	14	15,31%	28	36,11%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	Разлика Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	Разлика Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	2 248	1 699	2 162	2 563	402	18,58%	315	14,01%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 603	1 561	1 677	1 732	55	3,28%	129	8,05%
I.2.	по преноса	хил. лв.	645	138	485	831	347	71,52%	186	28,84%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	2 688	1 104	1 652	3 534	1 882	113,92%	846	31,47%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 843	803	1 400	2 234	834	59,57%	391	21,22%
II.2.	по преноса	хил. лв.	845	301	252	1 300	1 048	415,87%	455	53,85%

„Топлофикация Сливен“ ЕАД

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. „Топлофикация Сливен“ ЕАД е реализирало за годината ***загуба*** в размер на 4 626 хил. лв., при отчетена ***печалба*** за предходната година в размер на 742 хил. лв., хил. лв.

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

- **Нетните приходи от оперативна дейност нарастват през 2020 г. спрямо 2019 г. с 1,33%, в т. ч. ръстът на приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия е 5,64%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също нарастват с 14,98%.**

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е отрицателна величина и в тази връзка може да се направи извод, че дружеството не разполага със собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Общата ликвидност за 2020 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е подобрена спрямо предходната година, като стойността определя възможността на дружеството със собствени оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата финансова година е отрицателна величина. Тази стойност определя невъзможността на дружеството да покрива със собствен ресурс, както краткосрочните, така и дългосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството през 2020 г. е влошена в резултат на отчетения отрицателен финансов резултат и показва, че дружеството осъществява дейността си с привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за целите на регулирането в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ. От представената информация е видно, че през 2020 г. приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия бележат ръст спрямо предходната година с 1 889 хил. лв., в т. ч. от топлинна енергия с 217 хил. лв. и от електрическа енергия с 1 672 хил. лв.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт са коригирани от 2 563 хил. лв. на 2 263 хил. лв. или с 300 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 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 2020 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 5 714 хил. лв. на 4 969 хил. лв. или със 745 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 1 386 хил. лв. на 1 205 хил. лв. или със 181 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за минал период, съгласно решения на КЕВР са коригирани от 1 019 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 1 019 хил. лв., като разходи извън тези за регулаторна дейност и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 7 483 хил. лв. на 7 729 хил. лв. или с 246 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 84 084 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 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 2020 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 01.07.2021 г. - 30.06.2022 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:

		ВИД ГОРИВО				
ПОКАЗАТЕЛ	ДИМЕНСИЯ	ОЕГ	ЕНЕРГИЙНО ГОРИВО	ЧЕРНИ	МАЗУТ	ОБЩО
1.Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	87,05	83,25	97,94	77,4	88,73
2.Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	11,98	11,62	21,94	42,00	14,07
3.Коефициент на окисление:	-	94,23	94,23	94,23	100	94,25
4.Количество гориво:	$t(knm^3)$	46 200	9 600	14 400	240	70 440
5.Емисии CO_2	t	45 400	8 751	29 153	780	**84 084**

Прогнозни емисии CO_2 – 84 084 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 84 084 t X 91,92 лв./t **= 7 729 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 4,96% 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:

1. Корекция по въглеродни емисии

	месец	**Общо:**
Количество, Qe	t	**75 275**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-675,22**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 **=** **-675,22**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 30 MW.

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

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 191,49 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 66,42 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 76,66 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 67,63 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
    - Необходими годишни приходи – 42 951 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 41 754 хил. лв., от които условно-постоянни – 13 782 хил. лв. и променливи – 27 973 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 22 766 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 5,26%
    - Електрическа енергия– 137 507 MWh
    - от високоефективно комбинирано производство – 128 907 MWh
    - от невисокоефективно производство – 8 600 MWh
    - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 98 102 MWh
    - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 134 549 MWh

13. „Топлофикация Габрово“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-11-2 от 01.04.2021 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 Комисията. Не е представена информация по т. II.6.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2021 г., както следва:

- Преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 368,76 лв./MWh;
- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 236,12 лв./MWh.

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

- въглища – 186,00 лв./t при калоричност – 4 322 kcal/kg;
- цена на мазут – 635,00 лв./t при калоричност – 9 500 kcal/kg;
- цена на биомаса – 121,29 лв./t при калоричност – 2 450 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка за изменение цените на топлинна и електрическа електроенергия за периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г., както следва:

I. СПРАВКА № 1 - РАЗХОДИ.

Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. са определени, като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2020-30.06.2021 г. и отчетните за 2020 г.q и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през прогнозния период от 01.07.2021 г.

1.1. Обосновка на разходите 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 666 хил. лв. общо за двата продукта.

1.2. Обосновка на разходите за ремонт

Разходите, предвидени за ремонт, посочени в условно-постоянните разходи, 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. Обосновка на разходите за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях

За новия ценови период се предвижда разходите за заплати да бъдат 1 105 хил. лв. или увеличение с 9,4% в сравнение с отчетените за 2020 г. 1010 хил. лв. 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 доведе до отлив на квалифициран управленски и изпълнителски персонал и незаети работни места.

1.4. Обосновка на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията

Общият размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, по отчет за 2020 г. е 518 хил. лв., а прогнозните за новия ценови период са 1 333 хил. лв. Значителното увеличение на тези разходи е поради следните причини:

- *Неполучен приход от топлинна енергия съгласно решение на КЕВР № Ц-45 от 17.12.2020 г.*

За регулаторния период 2018-2019 г. с решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. КЕВР е определила еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) - 89,34 лв./MWh. С решение № Ц-45 от 17.12.2020 г. КЕВР е коригирала цената на топлинната енергия с оглед спазване указанията на съда и е определила цена за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. в размер на 125.90 лв./MWh.

Неполученият приход за „Топлофикация-Габрово“ ЕАД е в размер на 650 146,48 лв. и е посочен в следната таблица:

Цена на ТЕ по решение № Ц-10 от 01.07.2018 г.	*89,34*	*лв./MWh*
Цена на ТЕ по решение № Ц-45 от 17.12.2020 г.	*125,9*	*лв./MWh*
Разлика в цената на ТЕ	*36,56*	*лв./MWh*
Реализирана ТЕ за периода от 01.07.2018 до 30.06.2019 г.	*17 783*	*лв./MWh*
Неполучен приход за „Топлофикация-Габрово“ ЕАД	*650 146,48*	*лв.*

• Установена е разлика между прогнозната и отчетната цена за емисии CO_2. Видно от приложения верифициран доклад през 2020 г. дружеството има емитирани 1 037 t емисии CO_2. Тъй като дружеството разполага само с 3 t са закупени безплатни емисии 1034 t на цена 45,5 евро/t, при приета прогнозна цена за емисии CO_2 от 21 евро/t за периода 01.07.2020 - 30.06.2021 г.. Съгласно чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ за следващия регулаторен период необходимите годишни приходи трябва да бъдат увеличени с установената разлика между прогнозните и отчетените разходи за закупуване на емисии CO_2, която е 47 000 лв.

1.5. Обосновка на приходи от присъединяване и от топлоносител.

През новия ценови период от 01.07.2021 г. не са планирани приходи от присъединяване, тъй като до момента няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти, както и през 2019 г. също няма реализирани приходи от тези дейности.

1.6. Обосновка на променливите разходи:

1.6.1. Обосновка на прогнозните количества и разходите за горива

Разходите за горива в енергийната част, посочени в променливите разходи, са в съответствие с показателите по Справка № 4 „ТИП-Производство“.

- ***Обосновка на цената на въглищата.***

През прогнозния период се предвижда да бъдат изгорени 1750 t черни въглища с долна топлина на изгаряне средно 4 200 kcal/kg. Прогнозната цена на въглищата е 186 лв./t и включва 172 лв./t натурално гориво и 14 лв./t транспортни разходи по дестинацията Свищов-Габрово.

- ***Обосновка за цената на основното гориво - биомаса.***

През прогнозния период се предвижда работа на котела на биомаса с общо количество гориво 21 000 t в съотношение дървесен чипс 13 100 t с долна топлина на изгаряне 2000 kcal/kg и пелети от слънчогледова люспа 7 900 t с долна топлина на изгаряне 3 200 kcal/kg. Средната калоричност на микса горива е 2450 kcal/kg.

Таблица 2. Определяне на средна цена на биомасата.

Биомаса	*Мярка*	*Дървесен чипс*	*Пелети от слънчогледова люспа*
Количество гориво	*t*	*13100*	*7900*
Цена за тон с транспорт	*лв./t*	*110*	*140*
Средна цена	*лв./t*	*121,29*	

1.6.2. Обосновка на разходите 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. Обосновка на разходите за външни услуги

Разходите за външни услуги в сравнение с отчетната 2020 г. са завишени с 42 хил. лв., 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. Обосновка на разходите 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.

Видно от приложения доклад за емитираните емисии парникови газове CO_2 за новия ценови период при изгарянето на предвидените 1 750 t въглища прогнозното количество емитирани емисии ще бъде 2 900 t CO_2. Към 31.03.2021 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 31.12.2020 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 31.12.2020 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 31.12.2020 г., като не включва текущия финансов резултат. Нормата на възвращаемост на собствения капитал е в размер на 6,85%.

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 2020 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. Обосновка на 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. Обосновка на 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. Обосновка на произведеното 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. Обосновка на 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 топлинна енергия за отопление – 22 500 MWh и за битово горещо водоснабдяване - 28 MWh.

1. Обосновка на топлинна енергия за разпределение

1.1. Топлинна енергия за отопление

Топлинната енергия за отопление е определена на базата на анализа по отчетни данни за предишни отчетни периоди, като е взета в предвид аварийността по топлопреносната мрежа, която оказва влияние върху този показател, както и по-високите средни външни температури през последните два отоплителни сезона. Поради тези причини е предвидено увеличение на количеството топлинна енергия за отопление с 3 651 MWh в сравнение с отчетената през 2020 г. При същите стойности за корекционните фактори и същата изчислителна мощност за отопление, очакваното количеството топлинна енергия за отопление за отоплителен сезон 2021/2022 г. възлиза на 22 500 MWh.

1.2. Обосновка на топлинна енергия за разпределение за БГВ

Топлинната енергия за БГВ е ограничена в размер на 28 MWh, поради нежеланието на клиентите да ползват услугата, както и поради сезонната работа на централата.

2.Обосновка на общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи

Общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи е определено на базата на отчетеното през минали периоди, състоянието на топлопреносната мрежа и предвидените ремонтно-възстановителни дейности през 2021 г. за намаляване на загубите от топлоносител. За 2020 г. и ценовия период от 1.07.2020 до 30.06.2021 г., поради пропуски на топлоносител от амортизирани участъци на топлопреносната мрежа, този показател е съответно 16 552 MWh или 46,72% и 14 645 MWh или 44,39% 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 39%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага със 0,62% по-ниски количества реализирана електрическа енергия и с 22,82% увеличение на топлинната енергия с гореща вода спрямо предходния ценови период.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени с 14,16% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 54,78% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), в следствие на увеличените разходи за ремонт с 42,11% разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 287,50%. Дружеството не предвижда през следващия регулаторен период инвестиционни разходи.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени	Отчет 2020	Отчет ценови	Прогноза в цени	**Разлика** Прогноза	Изменение	**Разлика** Прогноза	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	34 300	35 429	32 988	35 100	2 112	6,40%	800	2,33%
1.1.	гореща вода	MWh	34 300	35 429	32 988	35 100	2 112	6,40%	800	2,33%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	10 000	10 701	9 571	9 962	391	4,09%	-38	-0,38%
2.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh	10 000	10 701	9 571	9 962	391	4,09%	-38	-0,38%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	22,57%	23,20%	22,49%	22,11%	0	-1,70%	0	-2,06%
3.1.	гореща вода	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
3.2.	пара	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	44 300	46 130	42 559	45 062	2 503	5,88%	762	1,72%
4.1.	гореща вода	MWh	34 300	35 429	32 988	35 100	2 112	6,40%	800	2,33%
4.2.	пара	MWh	10 000	10 701	9 571	9 962	391	4,09%	-38	-0,38%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	10 400	7 585	7 600	10 800	3 200	42,11%	400	3,85%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	3 200	59	53	3 300	3 247	6126,42%	100	3,13%
		%	30,77%	0,78%	0,70%	30,56%	0	4281,55%	0	-0,69%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	7 200	7 526	7 547	7 500	-47	-0,62%	300	4,17%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	7 200	7 526	7 547	7 500	-47	-0,62%	300	4,17%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	65 793	64 541	59 891	66 485	6 594	11,01%	692	1,05%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	65 793	64 541	59 891	66 485	6 594	11,01%	692	1,05%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	67,94%	66,65%	67,77%	69,04%	0	1,87%	0	1,62%
10	Топлинна ефективност	%	52,13%	54,89%	55,08%	52,79%	0	-4,15%	0	1,27%
11	Електрическа ефективност	%	15,81%	11,75%	12,69%	16,24%	0	28,01%	0	2,77%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	393	369	341	381	40	11,71%	-12	-2,99%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	153	142	141	151	11	7,63%	-2	-1,25%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	30 800	18 877	18 343	22 528	4 185	22,82%	-8 272	-26,86%
10.1.	гореща вода	MWh	30 800	18 877	18 343	22 528	4 185	22,82%	-8 272	-26,86%
10.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	3 500	16 552	14 645	12 572	-2 073	-14,16%	9 072	259,20%
		%	10,20%	46,72%	44,39%	35,82%	0	-19,32%	0	251,01%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	3 500	16 552	14 645	12 572	-2 073	-14,16%	9 072	259,20%
		%	10,20%	46,72%	44,39%	35,82%	0	-19,32%	0	251,01%
13	Технологични разходи - пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	2 521	2 631	2 827	3 902	1 075	38,03%	1 381	54,78%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	570	691	629	810	181	28,78%	240	42,11%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	421	167	194	399	205	105,67%	-22	-5,23%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	980	1 010	1 110	1 105	-5	-0,45%	125	12,76%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	206	245	346	255	-91	-26,30%	49	23,79%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	206	245	346	255	-91	-26,30%	49	23,79%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	344	518	548	1 333	785	143,25%	989	287,50%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	115	23	30	65	35	116,67%	-50	-43,48%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3					0	0,00%	0	0,00%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	421	167	194	399	205	105,67%	-22	-5,23%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	421	97	119	339	220	184,87%	-82	-19,48%
I.2.	по преноса	хил. лв.		70	75	60	-15	-20,00%	60	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%

„Топлофикация Габрово“ ЕАД

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„Топлофикация Габрово“ ЕАД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г., отчита ***загуба*** в размер на 849 хил. лв. при ***загуба*** за 2019 г. в размер на 1 259 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби бележат ръст през 2020 г. спрямо 2019 г. с 38,63%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също нарастват през 2020 г., спрямо 2019 г. с 16,72%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал е отрицателна величина, което не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, също така не разполага със собствени оборотни средства с които да покрие текущите си задължения

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2020 г. общо от регулираната дейност дружеството има дългосрочни задължения към финансови институции в размер на 3 735 хил. лв., а в структурата на краткосрочните задължения с най-голям относителен дял са задълженията към клиенти и доставчици в общ размер на 6 940 хил. лв.

Финансовата структура на дружеството и в края на 2019 г., както и в края на 2018 г., остава влошена и показва, че дружеството осъществява дейността си с привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 795 хил. лв. на 470 хил. лв. или с 325 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 167 хил. лв. или с 232 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 1 105 хил. лв. на 1 010 хил. лв. или с 95 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 255 хил. лв. на 245 хил. лв. или с 10 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- 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 (CO_2) са коригирани от 257 хил. лв. на 266 хил. лв. или с 9 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 2 892 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 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 2020 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 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Прогнозни емисии CO_2 – 2 892 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 2 892 t X 91,92 лв./t **= 266 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 6,83% 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:

- коригирана е цената на въглищата от 121,29 лв./$t_{нг}$ при калоричност 4 200 kcal/kg на 111,34 лв./$t_{нг}$ (с 9,95 лв./$t_{нг}$) до достигане на отчетената стойност за 2020 г. 109,70 лв./$t_{нг}$ при калоричност 4 237 kcal/kg, съгласно т. 8 от общия подход;

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.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 12 MW.

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) – 348,82 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 223,75 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 107,85 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 6 211 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 149 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 247 хил. лв. и променливи – 3 902 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 168 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,24%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 500 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 33 328 MWh

<u>14. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД</u>

С писмо вх. № Е-14-24-5 от 01.04.2021 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цена на топлинната енергия с гореща вода, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията. Към заявлението не е представена информация по т. II.7 от Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за утвърждаване еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода – 49,62 лв./MWh, без ДДС.

Обосновката на дружеството е следната:

СПРАВКА № 1 „ Разходи“

Прогнозата на разходите за производство и пренос на топлинна енергия за регулаторен период 01.07.2021-30.06.2022 г. е разработена на база отчетни данни за 2020 г.

Разходите са разчетени съгласно Методиката за определяне на цената на топлинната енергия, произведена в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД № ДОД.ФД.МТ.271. 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 196 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 4 169 хил. лв., като е запазено равнището на отчетените разходи за 2020 г.*

Другите разходи се формират от разпределени разходи на база коефициент, от балансовата стойност на активите на обектите (ТС), спрямо стойността на всички активи на дружеството, отнесен към общите разходи.

В съответствие с чл. 37 от Закона за енергетиката, 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 332 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 16 хил. лв.

Разпределени разходи - *В отчетените за 2020 г. разходи за пренос на топлинна енергия са разпределени разходи на обща стойност 1 622 хил. лв., както следва:*

- ***Социалните разходи*** *са разпределени по звена, на база списъчен състав, зает в основните производствени и административни звена. За 2020 г. персоналът, зает в цех ТС е 66 души и коефициентите на разпределение са: за първо полугодие – 0,0278 (разчетен на база численост на персонала 2 376 бр.) и за второ полугодие – 0,0280 (разчетен на база численост на персонала 2 360 бр.). Разпределените социални разходи за цех ТС за 2020 г. са на стойност 1 313 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).*

Общопроизводствените 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.

Административни 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 2020 г. са в размер на 464 хил. лв. За целите на ценообразуването спазвайки т.19 от Указания-НВ, разходите са намалени с 307 хил .лв., които по същество представляват разходи, които не са свързани със съответната регулаторна дейност.*

Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2021-30.06.2022 г. са на стойност 4 365 хил. лв. Възвращаемостта на капитала е в размер на 51 хил. лв.

Необходимите годишни приходи за производство и пренос на топлинна енергия са на стойност 4 416 хил. лв.

СПРАВКА № 2 „РБА“

Регулаторната база на активите към 31.12.2020 г. е в размер на 8 638 хил.лв. и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2020 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 1 794 хил.лв. и увеличена с необходимия оборотен капитал 438 хил.лв. За целите на ценообразуването оборотния капитал е разчетен в размер на 1/8 от

утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходи за амортизации, в съответствие с т. 32.5 от Указанията.

СПРАВКА № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“

Нормата на възвръщаемост е 0,59% и е разчетена съгласно Указания-НВ. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е 0,5% и е равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период. Средно претеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал е 8,38% и е изчислена на база на начислените разходи за лихви за 2020 г. и остатъка по дългосрочния заем към 31.12.2020 г., в зависимост от финансовите условия на Заемното споразумение с Евратом. Данъчната ставка е в размер на 10%, съгласно ЗКПО.

СПРАВКА № 4 „ТИП-Производство“

В справка № 4 са обобщени основните натурални показатели при производството и реализацията на топлинна енергия за новия регулаторен период. Прогнозното производство възлиза на 169 271 MWh, а размерът на собствените нужди – 57 212 MWh (33,8% 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 2020 г. Тази тенденция е отчетена в прогнозите за следващия регулаторен период, като прогнозният ръст от 11% в производството спрямо отчета за базовата 2020 г. се предвижда от очакван ръст в потреблението на битови и небитови клиенти в града (предстои въвеждане в експлоатация на три обекта – жилищни и офис-сгради) и в потреблението на площадката от стопански обекти, основно на ДП РАО.

СПРАВКА № 5 „ТИП-Пренос“

В Справка № 5 е представена информация за прогнозните продажби на топлинна енергия за новия регулаторен период, както и сравнение с отчетните данни за 2020 г. и с прогнозите за текущия регулаторен период.

Сумарното прогнозно количество реализирана топлинна енергия в периода юли 2021 – юни 2022 г. се базира на отчетните данни за 2020 г. и прогноза за ръст в потреблението на битови и небитови клиенти в града (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 11%. Общото количество топлинна енергия за реализация е 85 730 MWh.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. дружеството отчита нетна ***печалба*** в размер на 275 810 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е била 324 892 хил. лв. Общият всеобхватен доход за годината е ***печалба*** в размер на 276 718 хил. лв., формиран от печалбата и друг всеобхватен доход, нетно от данъци, положителен в размер на 908 хил. лв., докато за 2019 г. всеобхватният доход е печалба от 300 207 хил. лв., включващ печалбата и друг всеобхватен доход – загуба в размер на 24 685 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2020 г. намаляват спрямо предходната година с 4,27%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са намалени с 0,24%.**

Нетекущите активи на дружеството спрямо предходната година са намалени от 2 448 688 хил. лв. на 2 368 992 хил. лв., независимо от ръста през годината на инвестициите в дъщерни предприятия.

Текущите активи спрямо предходната година са увеличени от 881 179 хил. лв. на 1 056 373 хил. лв. от увеличената стойност на ядреното гориво, независимо намалените търговски и други вземания и вземанията от свързани лица.

Собственият капитал е увеличен от 2 681 323 хил. лв. за 2019 г. на 2 795 595 хил. лв., вследствие на ръста на неразпределената печалба.

Дългосрочните задължения в края на 2020 г. са намалени в сравнение с предходния период от 364 462 хил. лв. за 2019 г. на 340 009 хил. лв. в резултат на намалените задължения по получени заеми .

Текущите задължения към края на 31.12.2020 г. са увеличени спрямо 2019 г. от 341 359 хил. лв. на 346 003 хил. лв., вследствие на ръст на търговските и други задължения.

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура към края на 2020 г., може да бъде направен извод, че „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД поддържа висока ликвидност и ниска обща задлъжнялост, както и притежава собствени капиталови източници за финансиране в нови дълготрайни активи.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 80% собствен капитал и 20% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 79% собствен капитал и 21% привлечени средства.

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 топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС – 49,99 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 4 486 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 130 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 090 хил. лв. и променливи – 39 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 8 638 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 85 730 MWh

15. „КОГРИЙН“ ООД - гр. ПЪРВОМАЙ

С писмо с вх. № Е-14-68-2 от 08.04.2021 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 следното: отчетна информация за ценови период от 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. по т. I.1, I.2, I.5, I.8, I.9, прогнозна информация по т. II.2 и II.5. (действащи договори за доставка на природен газ и за изкупуване на електрическа енергия) и II.2.

Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 197,64 лв./MWh;

2. Цена на топлинна енергия с гореща вода - 83,64 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ – 410,00 лв./knm^3, (без акциз и ДДС).

Обосновката на „Когрийн“ ООД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2021 г. – 30.06.2021 г. е следната:

- ***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, описани по-горе към 31.12.2020 г. са на стойност 11 706 хил. лв., в съответствие с инвентарната книга на активите. 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 ремонтиране 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 са оценени при настоящата цена природния газ – 410 лв./knm^3.

Разходът на природен газ е оценен, като са отчетени: разходните норми при номинални режими на работа по инструкции на завода-производител и минимални толеранси, работа на агрегатите при намален товар, често спиране и пускане при ниски товари на оранжерийните комплекси, температурните условия.

ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА

Нормата на възвръщаемост на капитала е оценена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 7% и среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал 7,51%, съгласно кредитните договори.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.</u>

Съгласно представения от „Когрийн" ООД годишен финансов отчет за 2020 г. е видно, че дружеството отчита ***нетна печалба*** в размер на 1 283 хил. лв., увеличена спрямо 2019 г., когато е 382 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба на топлинна и електрическа енергия се увеличават през 2020 г. спрямо 2019 г. със 17,55%;**
- **Общите разходи от оперативна дейност намаляват през 2020 г. спрямо 2019 г. със 17,51%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, не притежава достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и че не е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 17% собствен капитал и 83% привлечени средства спрямо края на 2019 г., когато е 3% собствен капитал и 97% привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 415 хил. лв. на 405 хил. лв. или с 10 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 200 хил. лв. на 180 хил. лв. или с 20 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „Финансови разходи“ е коригирана от 180 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 180 хил. лв., като неприсъщи разходи. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите в размер на 141 хил. лв. за „Фонд сигурност на електроенергийната система“ (5%), не са включени в общите разходи в съответствие с т. 1 от общия подход и чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ.

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 5,84% на 5,24% 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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,57 лв./MWh;
3. Пренос - 0,63 лв./MWh;
4. Достъп - 6,46 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 47,66 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	0	0	66	58	59	59	117	107	118	113	58	19	**773**
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	**32,41**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	20,33	20,33	20,33	22,46	24,72	28,21	27,70	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	**30,41**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,00	0,11	0,38	0,21	0,14	0,84	0,40	0,64	0,18	-0,09	0,05	**2,9**
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**	**29,13**
		1,23	1,66	-2,13	-2,26	-3,49	0,51	0,77	4,61	6,36	1,81	-2,71	3,00	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	21,40	23,59	26,47	27,70	26,93	30,39	28,64	33,19	36,36	32,00	**28,72**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6,66 MW.

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) – 216,60 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 91,53 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС – 86,43 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 9 431 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 8 816 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 929 хил. лв. и променливи – 4 887 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 11 758 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,24%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 29 856 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh

16. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-70-2 от 01.04.2021 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 01.07.2021 г., преференциална цена на електрическа енергия – 171,74 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 391,56 лв./knm^3, в т. ч.:

- цена на природен газ – 339,73 лв./knm^3;
- цена за пренос – 6,50 лв./knm^3;
- цена за капацитет – 45,33 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 01.07.2021-30.06.2022 г.*

2. Регулаторна база на активите (РБА) *– за целите на изчисляване на РБА стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2020 г., в размер на 4 849 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2020 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%) – 585 хил. лв., разходи за ремонт – 419 хил. лв., разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 14 души) – 280 хил. лв., разходи за социални осигуровки – 66 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 687 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 4,76% към 31.12.2020 г.*

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.</u>

„Оранжерии Гимел“ АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г., отчита нетна ***печалба*** в размер на 1 728 хил. лв. при отчетена ***печалба*** за предходната година от 93 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба се увеличават през 2020 г. спрямо 2019 г. с 6,4%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2020 г. спрямо 2019 г. с 0,66%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че дружеството не разполага със собствени средства за инвестиране в нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс. Коефициентът на ликвидност показва, че дружеството притежава достатъчно собствени оборотни средства, необходими за погасяване на текущите задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 36% собствен капитал и 64% привлечени средства спрямо края на 2019 г. с дял от 34% собствен капитал и 66% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност за „ТЕЦ Оранжерия 500 дка“, както следва:

Приходите през 2020 г. са намалени на 3 184 хил. лв. спрямо 3 412 хил. лв. за 2019 г. или с 6,68% при намалени разходи 20,32%. Финансовият резултат от регулираната дейност е ***печалба*** от 612 хил. лв., увеличена спрямо предходната година, когато е 184 хил. лв. През 2020 г. е подобрен коефициентът за общата ликвидност спрямо 2019 г., което показва, че са налице свободни оборотни средства за обслужване на текущите задължения.

За 2020 г. дългосрочните задължения за регулираната дейност са в размер на 3 985 хил. лв., формирани от задължения към финансови институции, а краткосрочните задължения са на обща стойност 1 512 хил. лв., от тях с най-голям относителен дял са задълженията към клиенти и доставчици в размер на 1 175хил. лв.

<u>Образуване на цената</u>

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 280 хил. лв. на 250 хил. лв.

или с 30 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 66 хил. лв. на 60 хил. лв. или с 6 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и 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 4,76% на 5,15% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран от 5 557 knm^3 на 5 438 knm^3 с 120 knm^3, от 76,7% на 78,4% до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия нивата на отчетените стойности през изминалия ценови период, в съответствие с т. 5 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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,77 лв./MWh;

3. Пренос - 0,62 лв./MWh;

4. Достъп - 4,3 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 45,69 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	1 195	1 809	1 626	4 282	5 879	7 804	8 042	7 245	8 146	6 321	4 214	304	**56 867**
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	**32,05**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	20,70	19,64	23,40	25,63	29,09	28,58	26,93	30,39	28,64	32,32	34,34	34,34	**28,69**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	4,74	7,96	0,99	22,78	10,76	18,26	57,66	26,88	44,48	12,93	-5,16	0,85	**203**
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**	**28,65**
		1,60	0,97	0,94	0,91	0,88	0,88	0,00	0,00	0,00	-0,87	-3,37	2,34	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,76	36,03	32,00	**28,48**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,944 MW.

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) – 192,45 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 67,38 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
   - Необходими годишни приходи – 5 140 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 4 888 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 001 хил. лв. и променливи – 2 887 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 4 899 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 5,15%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 000 MWh

17. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2021 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 176,65 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 391,56 лв./knm^3, в т. ч.:

- цена на природен газ – 339,73 лв./knm^3;
- цена за пренос – 6,50 лв./knm^3;
- цена за капацитет – 45,33 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 *– чрез работата на двата газобутални двигателя с обща инсталирана електрическа мощност от 4,871 MW и обща топлинна мощност 4,956 MW, дружеството снабдява „Оранжериен комплекс 200 дка“ с топлинна енергия. В табличен вид е представена производствена програма за всеки месец в прогнозния период 01.07.2021-30.06.2022 г., която е съобразена с тези потребности.*

2. Регулаторна база на активите (РБА) *– за целите на изчисляване на РБА, стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2020 г., в размер на 7 461 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2020 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 – 391,56 лв./knm^3, разходи за консумативи – 50 хил. лв., разход за електрическа енергия – 2 хил. лв., разходи за акциз на природен газ – 161 хил. лв. и разходи за външни услуги – 170 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%) – 887 хил. лв., разходи за ремонт – 460 хил. лв., разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 14 души) – 296 хил. лв., разходи за социални осигуровки – 63 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 732 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 31.12.2020 г.*

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.</u>

„Оранжерии Гимел“ АД е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност на „ТЕЦ Оранжерия 200 дка“, както следва:

Приходите през 2020 г. са намалени на 3 952 хил. лв., спрямо 5 325 хил. лв. за 2019 г. или с 26% при намалени общи разходи с 23%. Финансовият резултат от регулираната дейност е ***печалба*** от 724 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е 1 132 хил. лв. През 2020 г. е подобрен коефициентът за общата ликвидност спрямо 2019 г., което показва, че са налице свободни оборотни средства за обслужване на текущите задължения.

За 2020 г. дългосрочните задължения за регулираната дейност са в размер на 3 230 хил. лв., формирани от задължения към финансови институции, а краткосрочните задължения са на обща стойност 2 655 хил. лв., от тях с най-голям относителен дял са задълженията към клиенти и доставчици в размер на 2 198 хил. лв.

През 2020 г. общата ликвидност е подобрена спрямо 2019 г.

<u>Образуване на цената</u>

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 296 хил. лв. на 258 хил. лв. или с 38 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 63 хил. лв. на 55 хил. лв. или с 8 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и 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 6,50% на 4,56% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран от 7 200 knm^3 на 6 990 knm^3 с 210 knm^3, от 77,4% на 79,7% до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия нивата на отчетените стойности през изминалия ценови период, в съответствие с т. 5 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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,46 лв./MWh;

3. Пренос - 0,62 лв./MWh;

4. Достъп - 4,3 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 45,38 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	1 424	4 162	3 972	4 125	5 697	8 150	9 501	8 664	9 585	9 585	7 147	174	**72 186**
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	**31,79**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв. /MWh	20,70	19,64	23,40	25,63	29,09	28,58	26,93	30,39	28,64	32,32	34,34	34,34	**28,58**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	5,65	18,31	2,42	21,95	10,43	19,07	68,12	32,14	52,33	19,60	-8,76	0,49	**241,8**
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**	**28,67**
		1,60	0,97	0,94	0,91	0,88	0,88	0,00	0,00	0,00	-0,87	-3,37	2,34	
Цена на пр. газ , Цпl	лв. /MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,76	36,03	32,00	**28,44**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 241,8

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 4,87 MW.

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) – 191,33 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 66,26 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 6 447 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 114 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 392 хил. лв. и променливи – 3 722 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 7 320 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 25 200 MWh

18. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-73-2 от 01.04.2021 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 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 202,79 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 402,20 лв./knm^3, в т. ч.:

- цена на природен газ – 339,73 лв./knm^3;
- цена за пренос – 7,97 лв./knm^3;
- цена за капацитет – 54,50 лв./knm^3, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm^3.

„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 31.12.2020 г., са както следва: 111 хил. лв. – за сгради и 2 774 хил. лв. – за сгради на съоръжения, машини и оборудване. Включените към дълготрайните материални активи на ко-генерационната инсталация част от съществуващи газопроводи счетоводно са напълно амортизирани през м. април 2016 г. и са заведени като задбалансови активи. Разходи за амортизация за новия ценови период на тези активи не са предвидени.

При изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години.

• ***Ремонтна програма*** *– разходите за ремонт са изчислени на база прогнозните часове на работа на газобуталния двигател Jenbacher JMS 620 GS N.L. и съгласно условията на договор за превантивна и последваща поддръжка с Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия.*

• ***Променливи разходи –*** *представена е таблица с прогнозни месечни количества изразходван природен газ в периода м. юли 2021 г. – м. юни 2022 г.*

- Разходи за консумативи – 26 хил. лв. (изчислени са на база работните часове на двигателя);

- Разходи за електрическа енергия – 38 хил. лв.;

- Разходи за акциз на природен газ – 65 хил. лв.

• Условнопостоянни разходи:

- разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи) - 412 хил. лв.

- разходи за ремонт (съгласно ремонтна програма) – 445 хил. лв.

- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 12 души) – 254 хил. лв.

- разходи за социални осигуровки – 53 хил. лв.

- разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 345 хил. лв.

• Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала *– при определяне на капиталовата структура дружеството е приложило чл. 34.1. от Раздел III „Норма на възвръщаемост на капитала“ от Указания-НВ. Посочва се, че през м. май 2014 г., дружеството е рефинансирало всички свои кредитни експозиции към ПИБ 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%.***

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.</u>

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. отчита нетна ***печалба*** в размер на 410 хил. лв. при отчетена ***загуба*** за предходната година от 439 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба се увеличават през 2020 г. спрямо 2019 г. с 16,24%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2020 г. спрямо 2019 г. с 4,07%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че дружеството не разполага със собствени средства за инвестиране в нови нетекущи активи и не притежава достатъчно собствени оборотни средства, необходими за покриване на текущите задължения, както и невъзможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 18% собствен капитал и 82% привлечени средства спрямо края на 2019 г. с дял от 16% собствен капитал и 84% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2020 г. приходите основно са от продажба на електрическа енергия на стойност 1 063 хил. лв., намалени спрямо предходната година, когато са 1 302 хил. лв. Финансовият резултат от регулираната дейност е ***загуба*** от 477 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е 1 204 хил. лв. Финансовият резултат от цялостната дейност за 2020 г. е печалба в резултат на други приходи от нерегулираната дейност, с най-голям относителен дял от тях са приходите от продажба на дълготрайни материални активи.

За 2020 г. от задълженията на дружеството за регулираната дейност са преди всичко задължения към финансови институции.

<u>Образуване на цената</u>

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 254 хил. лв. на 244 хил. лв. или с 10 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от

общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 53 хил. лв. на 47 хил. лв. или с 6 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и 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 2,00% на 5,26% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран от 2 858 knm^3 на 2 788 knm^3 със 70 knm^3, от 77,1% на 79,1% до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия нивата на отчетените стойности през изминалия ценови период, в съответствие с т. 5 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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,95 лв./MWh;
3. Пренос - 0,68 лв./MWh;
4. Достъп - 5,17 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 46,80 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	0	0	0	102	675	1 079	1 586	1 689	1 061	874	562	125	**7 753**
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	**33,27**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,32	34,34	34,34	**29,37**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,00	0,00	0,54	1,24	2,52	11,37	6,27	5,79	1,79	-0,69	0,35	29
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**	**29,68**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,87	-3,37	2,34	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,76	36,03	32,00	**29,50**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,044 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 232,30 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 107,23 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 3 257 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 039 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 463 хил. лв. и променливи – 1 575 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 147 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,26%
- 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 02.04.2021 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия в размер на 185,21 лв./MWh.

След настъпила промяна в производствената програма и намаляване на продажбите при запазване на разходите, „Инертстрой-Калето“ АД е подало ново заявление с вх. № Е-14-76-2 от 06.04.2021 г., с което предлага за утвърждаване по-висока преференциална цена на електрическа енергия в размер на 201,66 лв./MWh, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението. Предложената за утвърждаване нова цена е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 568,14 лв./knm3, при долна работна калоричност 8 237 kcal/knm3.

Към заявлението не са приложени: обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за предстоящия ценови период; справки с отчетна информация за 2020 г. по прилагането на ЕССО; договор за доставка на природен газ и разходо-оправдателни документи помесечно за закупуването му.

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„Инертстрой - Калето“ АД съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. отчита нетна ***печалба*** в размер на 1 488 хил. лв. при 2 342 хил. лв. за 2019 г.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2020 г. намаляват спрямо 2019 г. с 26,19 %;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2020 г., спрямо 2019 г. с 25,20 %.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и че е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. остава непроменена и е 90% собствен капитал и 10% привлечени средства.

Образуване на цената

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 180 хил. лв. на 160 хил. лв. или с 20 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и 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 6,09% на 4,54% 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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,66 лв./MWh;
3. Пренос - 0,68 лв./MWh;
4. Достъп - 6,46 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 47,80 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	0	0	5	20	17	13	29	28	28	28	28	28	**224**
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	**33,19**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	**34,33**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,00	0,00	0,11	0,03	0,03	0,21	0,10	0,15	0,04	-0,03	0,08	**0,7**
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**	**30,16**
		15,23	15,66	11,87	9,61	6,12	6,63	7,40	3,94	5,69	1,14	-3,38	2,33	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	33,19	36,02	32,00	**29,95**

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

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) – 237,17 лв./MWh:
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 112,10 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 5 776 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 625 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 523 хил. лв. и променливи – 4 102 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 3 327 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,54%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 17 820 MWh

20. ЧЗП „Румяна Величкова"

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-59-1 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.

ЧЗП „Румяна Величкова" предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г., преференциална цена на електрическа енергия – 148,48 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 398,11 лв./knm^3 при долна работна калоричност на природния газ – 8 207 kcal/knm^3.

Към заявлението не са приложени: договор за продажба на електрическа енергия, договор за доставка на природен газ, с всички приложения към него, разходо-оправдателни документи и справки с отчетна информация за 2020 г. по прилагането на ЕССО.

ЧЗП „Румяна Величкова" е представило обосновка за новия ценови период, както следва:

Дружеството експлоатира инсталация за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с един газов когенератор с инсталирана електрическа мощност 1,850 MW и топлинна мощност 1,820 MW, с която се захранва оранжерията, собственост на ЧЗП „Румяна Величкова" в с. Трудовец, Ботевградско.

Производствената програма *за новия ценови период е подчинена на работата на оранжерията. През 2020 г. когенераторът е работил 4 256 h, като е произведена 7 874 MWh електрическа енергия и е опусната 8 061 MWh топлинна енергия. Работните часове и отпуснатата топлинна енергия съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс. През 2021 г. се предвижда оранжерията да работи при януарско разсаждане и рекултивация през летните месеци и производство до края на годината, така се очаква когенератора през следващия експлоатационен период да работи около 4 100 h.*

Разход на гориво *– електрическият КПД на инсталацията през годините е около 40%, а икономията на първична енергия е около и над 20%. За следващия регулаторен период дружеството предлага специфичен разход на гориво, равен на постигнатия през 2020 г.*

Амортизационни отчисления *– през 2020 г. е извършен текущ ремонт на когенерационната инсталация в съответствие с изработените часове на генератора и договора за сервиз с поддържащата фирма. Дълготрайните материални активи на когенерационната мощност към 31.12.2020 г. възлизат на 1 048 хил. лв.*

Посочва се, че след извършване на ремонтните работи по когенератора през 2020 г., фирмата, извършваща одит на финансово-счетоводния отчетq е поискала част от стойността на ремонтните работи да се класифицират като инвестиции и стойността им да бъде отнесена в стойността на ДМА. В резултат на това, дълготрайните активи са увеличили стойността си, а стойността на ремонтните работи е намалена.

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 2019 г. и 2020 г. цялото количество топлинна енергия от инсталацията е използвана за производството на растителна земеделска продукция.

ЧЗП „Румяна Величкова" обръща внимание, че дребните оранжерийни производители не съществуват, за да произвеждат електрическа енергия, която зависи от нуждите от топлинна енергия за оранжерията, а чрез инсталациите за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, които експлоатират, се стремят да направят топлинната енергия за производство на зеленчуци по-евтина. По този начин се очаква такива производители да се представят по-успешно на пазара на оранжерийни зеленчуци.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. ЧЗП „Румяна Величкова" отчита ***печалба*** в размер на 450 хил. лв. при ***печалба*** за 2019 г. 190 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба на продукция са увеличени през 2020 г., спрямо 2019 г. с 3,30%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са намалени през 2020 г., спрямо 2018 г. с 4,06 %.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, наличие на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството остава почти непроменена и в края на 2020 г. е 77% собствен капитал и 23% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 74% собствен капитал и 26% привлечени средства.

<u>Образуване на цената</u>

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" 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 39,92 лв./MWh;
3. Пренос - 0,62 лв./MWh;
4. Достъп - 3,26 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 43,80 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 , Цпl	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**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,85 MW.

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) – 141,57 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 16,50 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 343 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 322 хил. лв., от които условно-постоянни – 296 хил. лв. и променливи – 1 026 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 514 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 150 MWh

<u>21. „Алт Ко“ АД</u>

С писмо с вх. № Е-14-58-1 от 16.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител информация, съгласно Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 137,43 лв./MWh, без ДДС, със следните компоненти:

- прогнозна пазарна цена на електрическа енергия – 90,49 лв./MWh;
- премия по чл. 33 ЗИД на ЗЕ във връзка с чл. 36и, ал. 1 от ЗЕ – 46,94 лв./MWh.

Цената на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 413,14 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

Дружеството е представило следната обосновка:

При разглеждане на заявлението дружеството посочва, че в рамките на предходния регулаторен период (01.07.2020 - 30.06.2021 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. Договорът за абонамент по отношение на ремонта и поддръжката на централата с ексклузивния сервизен център на производителя – „Филтър“ ООД (представен в приложенията към заявлението за предходния регулаторен период) е бил прекратен и заменен с временно споразумение на база оферта за ремонт и поддръжка за периода декември 2020 г. - май 2021 г., но само по отношение на труда на сервизните специалисти. Останалите дейности по ремонта и поддръжката следва да се заплащат отделно, в зависимост от нуждите.

2. Налага се сключването на договор с „Филтър“ ООД за основен ремонт на централата (договорът е приложен), което ще доведе до нейната експлоатация за нови 60 000 h. Срокът за извършването на основния ремонт е през месеците юли-август 2021 г. и централата ще влезе в действие през септември 2021 г.

3. Налага се сключване на нов договор за абонамент по отношение ремонта и поддръжката на централата (договорът е приложен) за новия период на нейната експлоатация от 0 до 60 000 h.

I. Отчетни данни

1. В приложение № 3 са показани отчетните данни за 2020 г. и ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г., където е видно, че прогнозната производствена програма е малко надвишена, което се дължи на необходимостта от повече топлина в оранжериите, поради по-студено време в определени месеци от годината. Условно-постоянните разходи са

намалени спрямо планираните, което се дължи основно на описаното по-горе и свързано с достигането на 60 000 h работа. Разходите за заплати са повишени с 10 000 лв. спрямо планираните, поради административното повишаване на минималната работна заплата за страната. Разходите, пряко свързани регулираната дейност, са идентични с планираните. Отчетеният инвестиционен разход в размер на 84 000 лв. е всъщност аванса по договора за основен ремонт на централата, който разход има характер на разход за придобиване на ДМА в следващ период, поради което този разход не е включен разходите за отчетния регулаторен период, както и в РБА за същия период

Разходите за ремонт са основно за текущи ремонти и са извършени от „Филтър" ООД, в съответствие с договор за поддръжка.

2. Приложени са фактури за закупения природен газ за 2020 г. и месеците 01-03 на2021 г. Дружеството не е участник в схемата на парниковите емисии, поради което количества емисии CO_2 не са отчитани и не са прогнозирани.

3. Приложени са отчети за приходите от продажби на електрическа енергия съгласно Справки № 4 и № 6, като са подробно показани продажбите по търговски график от една страна, продажбите с отчитане на премията по чл. 33а от ЗЕ и съответните баланси „недостиг" и „излишък". Дружеството не продава топлинна енергия, доколкото използва произведената такава за собствено потребление-оранжерийно производство.

4. Инсталирана електрическа мощност на централата е 1,85 MW.

II. Прогнозни данни

1. Изготвена е прогнозна информация по приложения модел (справки № 1 до № 9), където:

- производствената програма е увеличена с около 3,2%;

- предвидени са капиталови разходи за основен ремонт на централата в размер на 757 хил. лв. съгласно подписания и приложен договор за доставка на оборудване и основен ремонт с „Филтър" ООД;

- увеличени са разходите за амортизация от 265 хил. лв. на 321 хил. лв. на база стойността на основния ремонт при норма на амортизация 15 години;

- разходите за текущ ремонт и поддръжка в размер на 147 хил. лв. са приети съгласно приложения договор за това с „Филтър" ООД на база 4 205 h работа на централата при цена 17,5 евро/h;

- разходите за заплати са увеличени от отчетените 175 хил. лв. за предходния регулаторен период на 190 хил. лв., на база увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2021 г.

- долната работна калоричност е приета 8150 kcal/knm^3;

- цената на природния газ е заложена като приетата с Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. в размер на 33,20 лв./MWh (384,60 лв./knm^3 при коефициент на преобразуване 10,5) плюс цена на достъп и пренос 64,54 лв./MWh, приета със същото Решение на КЕВР;

- разходи за пренос на топлинна енергия не са предвидени.

2. По отношение изискването на чл. 30, ал.4 от ЗЕ, централата подава цялата произведена топлина за отглеждане на растителна продукция - оранжерия.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.</u>

Финансовият резултат на „Алт Ко" АД, съгласно представеният одитиран годишен финансов отчет за 2020 г., е ***печалба*** в размер на 834 хил. лв., която е увеличена спрямо 2019 г., когато е в размер на 460 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и че е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2020 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия" е отчетена печалба след данъци в размер на 246 хил. лв., която се увеличава спрямо отчетената печалба през 2019 г., когато е 155 хил.

лв., от нерегулирана дейност през 2020 г. дружеството също отчита печалба в размер на 588 хил. лв., увеличена спрямо отчетената в размер на 305 хил. лв. за 2019 г.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 80% собствен капитал и 20% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 95% собствен капитал и 5% привлечени средства.

Образуване на цената

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

- разходите за амортизация са коригирани от 321 хил. лв. на 265 хил. лв. или с 56 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА" и съответната амортизационна норма съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 190 хил. лв. на 175 хил. лв. или с 15 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 35 хил. лв. на 21 хил. лв. или с 4 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и 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 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" 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 41,14 лв./MWh;
3. Пренос - 0,58 лв./MWh;
4. Достъп - 4,76 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 46,49 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	0	0	0	1 031	3 110	3 710	3 680	3 028	3 642	1 997	0	0	**20 199**
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	**32,59**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	0,00	0,00	0,00	24,72	28,03	27,39	26,93	30,39	28,64	33,20	0,00	0,00	**28,52**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,00	0,00	5,49	5,97	9,26	26,39	11,23	19,89	3,22	0,00	0,00	81
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**	**28,60**
		-19,10	-18,67	-22,46	0,00	-0,18	-0,31	0,00	0,00	0,00	0,01	-37,71	-32,00	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	9,55	9,34	11,23	24,72	28,12	27,54	26,93	30,39	28,64	33,19	18,86	16,00	**28,56**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност
1,85 MW.

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

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 172,75 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 47,68 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
   - Необходими годишни приходи – 1 674 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 1 644 хил. лв., от които условно-постоянни – 604 хил. лв. и променливи – 1 040 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 851 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 4,12%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 261 MWh

<u>22. „Брикел“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-31-5 от 31.03.2021 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 не е приложена информация по т. I.8.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 231,75 лв./MWh.
2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 66,14 лв./MWh.

Изчисленията в ценовия модел са извършени при следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на въглищата – 94,65 лв./t с калоричност 2 742 kcal/kg;
- цена на мазут – 676,09 лв./t с калоричност 9 500 kcal/kg;

Обосновката на дружеството е следната:

Производствена програма (отчет и прогноза):

През новия регулаторен период дружеството предвижда малко увеличение на производствената програма в частта производство на топлинна енергия с топлоносител пара, с цел удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

Производство на топлинна енергия

Отпусната от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период е с 1,46% повече от отчетената през базисния период и е в размер на 1 777 330 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 4 695 MWh или 25,38%.

Основните фактори, пряко влияещи на производството на топлинна енергия с гореща вода, са с действие в противоположни посоки: по-високите денградуси, ръст на клиентите, и намалената специфична консумация на топлинна енергия за отопление.

Топлинна енергия с водна пара:

Единственият клиент на топлинна енергия с водна пара е клон „Брикетопроизводство“ на дружеството.

Производство на електрическа енергия:

Цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период 01.07.2021 г. — 30.06.2022 г. е изчислена съгласно Наредба № РД-16-267, чл. 162а и чл. 162б от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство (ВЕКП), при ΔF>=10%.

Производството на електрическа енергия през базовия период възлиза на 591 280 MWh, а за периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. се планира да бъдат произведени 591 030 MWh.

Продадена електрическа енергия:

В електропроизводствената част през 2020 г. е отчетено нетно производство на електрическа енергия 416 189 MWh. За периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. планираното количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл.100 ал.6 от ЗЕ е в размер на 416 000 MWh.

Към момента между „Брикел“ ЕАД и „Гранд енерджи дистрибюшън“ ЕООД е действащо рамково споразумение за покупко-продажба на електрическа енергия по свободно договорени цени. Също така между „Брикел“ ЕАД и фонд „Сигурност на електроенергийната система” е подписан договор № ВЕКП 2/27.06.2018 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 2020 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 26,36%, спрямо отчетените през базовата 2020 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 01.07.2021 – 30.06.2022 г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 2 898 хил. лв. Те са изчислени на база отчетните данни през базовата 2020 г. и изготвената и одобрена ремонтна програма на дружеството.

Взети са под внимание голямата възраст на съоръженията.

Взети 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 сформираните ремонтни звена в дружеството.

Поименният списък на обектите, както и сроковете за тяхното изпълнение се намират в приложената ремонтна програма за периода 01.07.2021 – 30.06.2022 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 подобрение, 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.

Изложените обстоятелства изключват инвестиционния характер на съдържащите се в приложените документи разходи.

Инвестиционна програма

Извършените разходи за инвестиции през 2020 г. са подкрепени със съответните разходни документи, които са: фактури за доставка и изграждане на активите по инвестицията, договори с доставчици, приемно-предавателни протоколи, извлечения от счетоводните регистри за отчитане на дълготрайните активи/разходите и плащанията.

Общата изразходвана сума за 2020 г. е 8 669 хил. лв., реализирани по 3 инвестиционни проекта, като и трите са открити през предходни години. През 2020 г. няма закрити инвестиционни проекти, т. е няма формирани нови ДМА.

Приложен е отчет на инвестиционна програма за 2020 г., отчет за периода 01.07.2020-30.06.2021 г. и прогноза за периода 01.07.2021-30.06.2022г.

За изпълнение на поставените екологични цели дружеството предвижда да продължи работата по проект „Изграждане на депо за неопасни отпадъци“.

Регулаторна база на активите.

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2020 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 157 026 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 взаимообвързаност 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 Раздел II на Указания-НВ.

За новия ценови период оборотният капитал за производство е в размер на 19 218 хил. лв., като за производство на електрическа и топлинна енергия се отнасят 19 193 хил. лв., а за пренос на топлинна енергия - 25 хил. лв.

Норма на възвръщаемост

Използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е утвърдената от КЕВР норма за предходния ценови период.

Използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно среднопретеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2020 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 10,91%.

Условно- постоянни разходи

Разходи за амортизации

Съгласно изискванията на чл. 31.1.б.«б» от Указания-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „Брикел“ ЕАД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022г. разходите за амортизации са на нивото на 2020 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Отчетената в „Брикел“ ЕАД средна работна заплата през базисната 2020 г. е 1 353 лв., което представлява изоставане с 42,18% в сравнение със средна брутна месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2020 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.

Отчита се увеличение на минималната работна заплата в страната от 01.01.2021 г. със 7% от 610 на 650 лв., което води до ръст на разходите в дружеството.

Дружеството е заложило увеличение на разходите за работна заплата и осигуровки спрямо базисната година с 10%, 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“.

Разходите за работна заплата и осигуровки за регулаторна дейност през 2020 г. възлизат на 14 601 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 11 342 хил. лв. и за осигуровки 3 259 хил. лв.

За периода 01.07.2021г. - 30.06.2022 г. необходимите разходи са завишени на 12 476 хил. лв. за разходи за заплати и 3 553 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 2020 г. с 2% и са 3 054 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 2020 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 2021 г. до момента цената на най-масовия бензин А-95 се вдигна с малко под 13%, а на дизеловото гориво - с 13,6%. Вследствие на отчетеното повишение разходите за горива са увеличени с 10% спрямо базисната 2020 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 2020 г.

В променливите разходи се включват: основното гориво за производство, гориво за разпалване - мазут, разходи за закупени квоти CO_2, 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 01.07.2021 - 30.06.2022 г. - разходите за новия регулаторен период са изчислени като е запазена калоричността на горивния микс на нивото на базовата година.

Разходите за произвеждания в „Брикел“ ЕАД продукт ОЕГ, необходим за работата на ТЕЦ, са изчислени на база отчетни стойности за базовата година.

Приложен е договор № 2 от 09.09.2015 г. за доставка на лигнитни въглища от „Мини Марица Изток“ ЕАД, ведно с допълнителните споразумения към него, включително и за 2021 г. В него перото „разходи за електрическа енергия за 1 kWh електроенергия“ се определя по действащата еднотарифна цена за средно напрежение на EVN за съответния месец.

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

От приложена справка е видно, че средната цена на горивния микс е 94,84 лв./$t_{нг}$ при калоричност 2492 kcal/kg.

Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2021 г. за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 94,65 лв/t при калоричност 2492 kcal/kg.

Гориво за разпалване мазут – разходите за мазут за новия регулаторен период са запазени на нивото на 2020 г.

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 - 225,68 g/kWh;

- за топлинна енергия - 116,06 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 възлизат на 295 хил. лв. Те включват закупуването от НЕК ЕАД - Предприятие „Язовири и каскади“ на промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията.

Разходите за закупена енергия и балансиране за новия ценови период възлизат на 3 755 хил. лв. и включват закупуването на необходимото количество електрическа енергия за осигуряване на резервно захранване на съоръженията в резултат на аварийни ситуации, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар. Количествата за новия ценови период са прогнозирани съответстващи на увеличената производствена програма, а цените - на база постигнатите резултати за 2020 г.

Разходите за консумативи - за новия ценови период възлизат на 1 576 хил. лв.

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии. За новия ценови период е взето предвид, че увеличаващата се цена на въглеродните емисии на Европейската електроенергийна борса (EEX), 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 прогнозирани на база отчетени през 2020 г. пропорционално на производствената програма за новия период.

Разходите за външни услуги за новия ценови период възлизат на 539 хил. лв. и включват разходи за депониране на пепелина.

Квоти за емисии на парникови газове:

Разходите за закупуване на квоти парникови газове през базовата 2020 г. са определени въз основа на емитираните и верифицирани количества емисии въглероден диоксид за 2020 г. в размер на 285 720,75 t.

Дружеството няма отпуснати безплатни квоти за емисии CO_2 (чл. 10в, параграф 1 от Директива 2003/87/ЕО) за инвестиции за 2020 г., а безплатни квоти за производство на топлинна енергия във връзка с чл.10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) за 2020 г. в размер на 121 445 t, са били заверени по сметката на дружеството в европейския регистър и са били усвоени за покриване на задълженията за 2019 г.

За 2021 г. и 2022 г. „Брикел“ ЕАД няма отпуснати безплатни квоти за емисии CO_2.

Липсата на безплатни квоти за периода 01.07.2021-30.06.2022 г. е отразена в справка 2.14.1. за отпуснати и усвоени безплатни квоти за периода.

В ценовия модел (справки от №1 до №9) разходите за парникови газове за 2020 г. са в размер на 285 720,75 t по цена 46 евро/t, за което е приложена „Счетоводна справка за разходи за закупуване на CO_2 за 2020 г.“.

Прогнозното количество CO_2, емитирани от цялото производство, са изчислени на база планираните количества въглища и мазут, необходими за изпълнение на производствената програма и възлизат на 343 844,90 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 2020 г. Така полученото за прогнозния период общо количество отделени емисии в размер на 343 844,90 t подлежи на закупуване.

С писмо с вх. № Е-14-31-5 от 23.04.2021 г. дружеството е представило допълнително справки за микса от горива и емисии CO_2 за предходния и новия ценови период.

На дружеството не е извършен финансов анализ, тъй като дружеството не е представило годишен финансов отчет за 2020 г. и справки относно прилагането на ЕССО за целите на регулирането

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт са коригирани от 2 898 хил. лв. на 2 648 хил. лв. или с 250 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10% поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 12 476 хил. лв. на 11 342 хил. лв. или с 1 134 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 3 553 хил. лв. на 3 259 хил. лв., или с 294 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- 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;

- допълнително добавените разходни позиции са коригирани от:

- Други разходи за услуги от 16 хил. лв. на 0 хил. лв.;
- Други от 282 хил. лв. на 0 хил. лв.;
- Разходи за минали от 362 хил. лв. на 0 хил. лв., като неприсъщи за лицензионната дейност и съгласно т. 1 от общия подход.

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 30 935 хил. лв. на 31 607 хил. лв. или с 672 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 343 845 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 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 2020 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 01.07.2021 г. - 30.06.2022 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:

		Вид гориво			
Показател	Дименсия	Твърди – Лигнит	Течни – мазут	Биомаса	Общо
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	667 405	1 229	282 000	950 634
5. Емисии CO_2	t	340 039	3 806	0	343 845

Прогнозни емисии CO_2 – 343 845 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 343 845 t X 91,92 лв./t = 31 607 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 6,85% на 4,39% 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:

1. Корекция по въглеродни емисии

	месец	**Общо:**
Количество, Qe	t	**291 210**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**2 612**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 200 MW.

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) – 215,53лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 90,46 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 69,53 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 164 887 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 161 479 хил. лв., от които условно-постоянни – 29 043 хил. лв. и променливи – 132 436 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 77 566 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,39%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 435 210 MWh, в т. ч. собственото потребление – 19 210 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 13 807 MWh

<u>23. „Солвей Соди“ АД</u>

Дружеството е представило чрез единния портал за електронни административни услуги на КЕВР заявление с вх. № Е-12-18-1 от 31.03.2021 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 01.07.2021 г., следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 438,38 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 32,32 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозни цени и калоричност на следните горива (без акциз и ДДС):

- въглища (петрококс) – 115,42 лв./t, с калоричност 6 000 kcal/kg;
- газьол – 851,89 лв./t, с калоричност 10 500 kcal/kg;
- друг вид гориво (агропелети, които се произвеждат от растителна биомаса – земеделски култури) – 116,00 лв./t с калоричност 4 000 kcal/kg.

„Солвей Соди“ АД е представило обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, както следва:

Производствена програма

Дружеството посочва, че единственият консуматор на топлинна и електрическа енергии през 2020 г. са били инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат, собственост на „Солвей Соди“ АД. Изпълнението на производствената програма е било силно засегнато от световната пандемия с COVID-19. За календарната 2020 г. неизпълнението е около 10%, а за регулаторния период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. очакваното неизпълнение е около 5%. От м. декември 2020 г. е започнало плавно увеличение на търсенето на калцинирана сода и на бикарбонат и очакванията са от м. май 2021 г. производствените инсталации да заработят на пълен капацитет, като през 2021 г. – 2022 г. не се очакват промени.

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. Посочва се, 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 CO_2.

***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. Приложени са детайлни справки, по основни съоръжения за реализираните разходи през 2020 г. и планираните за 2021 г. и 2022 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 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. спрямо отчета за 2020 г. е на база на влезлия в сила нов колективен трудов договор.*

*- **Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ,** се прогнозират 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 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

***Застраховките** са повишени, тъй като за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е извършена актуализирана оценка на сградите и съоръженията, което е довело до увеличена премия през този период. За новия регулаторен период е планирано допълнително 5% увеличение на застраховките, считано от 01.01.2022 г. на база очаквана инфлация;*

***Разходите за въоръжена и противопожарна охрана** са повишени вследствие на предоговаряне с доставчиците, извършващи тези услуги, предизвикано от повишение на минималната работна заплата;*

***Данъците и таксите, абонаментното поддържане, експертните и одиторски разходи, безплатната предпазна храна, съгласно нормативен акт и служебните карти и пътувания** са повишени с 5% спрямо отчетната 2020 г. на база на очаквана инфлация;*

Дружеството заявява, че всички останали елементи в тази група остават непроменени спрямо отчетната 2020 г.

ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

- Цената на твърдите горива *за прогнозния регулаторен период е определена съгласно указанията на Комисията, като средно претеглена стойност на складови наличности към 01.03.2020 г. и средно претеглената цена на действащите към момента договори за доставка. Използван е фиксинг на БНБ 1,65973 лв./USD, валиден към 10:00 h на 30.03.2021 г.*

- Разходите за горива, вода и консумативи *се определят на база заявена необходимост от топлоенергия от консуматорите и съответната ефективност на отделните инсталации. Прогнозната консумация на топлоенергия от потребителите се определя на годишна база, като на всяко тримесечие и ежемесечно прогнозите се обновяват за съответния период.*

- Разходи за емисии на парникови газове *(CO_2) за предстоящия ценови период са изчислени на база разлика от очакваните емисии, съгласно производствената програма и количеството безплатни квоти за емисии, които получава дружеството, при цена 40 евро/t CO_2, съгласно указанията в Писмото.*

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.</u>

„Солвей Соди“ АД съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. отчита ***печалба*** в размер на 93 511 хил. лв., при отчетена ***печалба*** в размер на 115 392 хил. лв. за 2019 г.

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

- **Приходите от продажби намаляват през 2020 г., спрямо 2019 г. с 11,17%;**
- **Себестойността на продажбите също намалява през 2020 г. спрямо 2019 г. с 11,22%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, притежава достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 81% собствен капитал и 19% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 84% собствен капитал и 16% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2020 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ отчита **печалба** в размер на 189 хил. лв. при отчетена **загуба** за 2019 г. в размер на 278 хил. лв. За 2020 г. задълженията на дружеството за регулираната дейност са текущи на стойност 50 037 хил. лв., от тях 20 967 хил. лв. провизии, следвани от задължения към клиенти и доставчици 19 496 хил. лв.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за ремонт са коригирани от 4 405 хил. лв. на 3 967 хил. лв. или с 438 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10% и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 953 хил. лв. на 3 761 хил. лв. или със 192 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 1 037 хил. лв. на 983 хил. лв. или с 54 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- 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 (CO_2) са коригирани от 54 763 хил. лв. на 64 347 хил. лв. или с 9 584 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови

период в размер на 700 000 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 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 2020 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 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Прогнозни емисии CO_2 – 700 000 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 700 000 t X 91,92 лв./t = 64 347 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 6,85% на 4,39% 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:

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

1. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	тона	**1 441 000**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	**12 926**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125 MW.

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) – 173,61 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 48,54 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 54,52 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%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 176 431 MWh, в т. ч. собственото потребление и към други потребители – 166 215 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 888 784 MWh

24. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-55-2 от 01.04.2021 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, с изключение на отчетни справки за 2020 г. по ЕССО.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 288,36 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител пара – 73,91 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 – 477,93 лв./knm^3 с калоричност 8 100 kcal/knm^3;
- въглища – 154,66 лв./t с калоричност 5 100 kcal/kg;
- друг вид гориво (биомаса – слънчогледова люспа) – 130,00 лв./t с калоричност 4 100 kcal/kg).

Обосновка на технико-икономическите показатели в производството и на прогнозните ценообразуващи елементи, представена от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД:

За новия ценови период 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 50 000 t сурова захар заедно със Завод за спирт през м.август – м. септември 2021 г. и през м. април – м. май 2022 г. с ПГ №1 при натоварване 50-55 t/h или реализация на 55 760 MW$_{т.е.}$ и производство на 5 952 MW$_{ел.ен.}$ Приложени са договори за доставка на топлинна енергия, предназначена за стопански /промишлени/ нужди със „Захар“ ЕАД и „Захарни заводи“ АД.

За новия ценови период се предвижда продажба на 4 712 MWh високоефективна комбинирана ел.енергия, като –3 612 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.

УСЛОВНО ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

Разходи за амортизации

За 2020 г. са отчетени разходи за амортизации на стойност 530 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 периода 2021 г. - 2022 г. дружеството предвижда да направи инвестиции на стойност 16 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 ata, 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 2020 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. Планувани са ремонти на съоръжения в химичен цех, топлосилов цех и Въглеподаване. Приложена е ремонтна програма за новия ценови период Ремонтните дейности са прогнозирани с оглед поддръжката на съоръженията и тяхната експлоатационна годност и осигуряване на безопасна работа на персонала. Предвидени са и някои строителни ремонти по сградния фонд на централата и дейности, свързани с подобряване условията на труд и запазване на сградите.

Разходи за заплати и възнаграждения

За новия ценови период разходите за заплати и възнаграждения са 931 хил. лв., а за отчетната 2020 г. са 1 107 хил. лв. За ценовия период 2020-2021 г. разходът е съобразен с числеността на персонала и работната програма на дружеството. Числеността на персонала по време на работа е оптимизиран до 57 бр. Поради повишаването на минималната работна заплата и изравняването ѝ с някои основни работни заплати се налага промяна на същите и актуализация на другите, за да се намали текучеството на персонала и попълването на незаети позиции в структурата на дружеството.

Предвидени са и средства за изплащане на обезщетения при пенсиониране, поради навършване на пенсионна възраст на някои работници. Също така повишаването на заплатите е свързано и с поставена цел от ръководството, за доближаване към средната работна заплата в сектор „Енергетика“ и за поддържане нормален стандарт на живот на работещите в дружеството.

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 2020 г. Определени са на база прецизна оценка и анализ на отчета за 2020 г. Увеличени са с 12 хил. лв. в перото „безплатна храна, съгласно нормативен акт“ на база на сключен нов Колективен трудов договор от 29.12.2020 г.

ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

Тези разходи следват производствената програма и ефективността на производството.

***Цената на въглищата** е образувана на база наличните въглища на склад, към 01.03.2021 г. и дължимите доставки на въглища по нов договор от 01.10.2020 г. В цената по договора – 94 USD/t влизат и разходите за транспорта по река Дунав и Черноморския басейн, разходите за товаро – разтоварни дейности на пристанищата в гр. Русе, гр. Лом, гр. Бургас и*

др.

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД работи с въглища, внос от Русия, които са висококалорични марка „Д“ и „ДОМ“. Те притежават определени характеристики и параметри, които са определящи за нормалното и безопасно протичане на технологичния процес – ниско съдържание на сяра до 0,5%, съдържание на летливи вещества до 36%. Друго изискване към въглищата, които се изгарят в ТЕЦ, е съгласно Условие 9.2.11. от Комплексно разрешително №54/2005 г., актуализирано с Решение №54-НО-ИО-А4-ТГ1/2017 г.: „Притежателят на настоящото разрешително се задължава да използва въглища със съдържание на сяра под 0,5%, гарантиращо спазване на емисионните норми за SO_2.“. 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 49,69 лв./MWh
Цена за пренос 0,4681 лв/MWh
Цена за достъп 1,6654 лв./MWh
Цена + достъп + пренос 51,82 лв./MWh
Коефициент на преобразуване 10,520 kWh/m^3

Цена на биогориво:

За новият вид гориво е приключила процедурата по актуализация на комплексно разрешително, съгласно което се разрешава употребата на биомаса като гориво, отговарящо на определението, съгласно § 1, т. 1 от „Допълнителни разпоредби“ на Закона за управление на отпадъците. Приложена е оферта с цената, на която ще бъде закупено биогоривото.

Разходите за закупуване на вода, консумативи (химически реагенти за омекотяване на речната вода) са прогнозирани на база производството на енергия и на база промени в цените за закупуването им.

$СН_{ел.ен}$ на централата за прогнозния период са изготвени на база анализ на отчета за 2020 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 оборотна 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 по-ниски от отчета за 2020 г.

Разходите за акциз на въглища и газ са съгласно удостоверение за ОАКП.

Разходи за емисии парникови газове през ценови период 01.07.2021 г.- 30.06.2022 г.:

За 2020 г. безплатно разпределените квоти на емисии от въглероден диоксид за „Захарни Заводи“ АД са били 22 027 t. Определени за ТЕЦ безплатни квоти са 15 304 t. През изтеклата година са изгорени 11 97,430 t въглища и 47,568 knm^3 природен газ., които емитират общо 24 263 t емисии. Поради тази причина количествата квоти от въглеродни емисии за закупуване са 8 959 t. Изразходените средства за покупка на емисии за 2020 г. са общо 376 хил. лв. Средната цена на недостигащите квоти за периода е 21,46 евро/t.

За новия ценови период 2021 г. - 2022 г. е предвидено да бъдат изгорени 9 668 t въглища и 30 knm^3 природен газ. Тези горива ще емитират общо 18 584 t емисии CO_2. За 2021 г. безплатно разпределените квоти за „ТЕЦ Г.Оряховица“ ЕАД са 9 538 t от безплатните квоти на „Захарни заводи“ АД. Остават за закупуване 9 046 t. Цената за период 2021 г. – 2022 г. е определена на 40 евро/t. Поради тази причина за необходимите количества недостигащи квоти е заложена сума за закупуване 708 хил. лв.

С писмо № Е-14-55-3 от 22.04.2021 г. дружеството е представило допълнителна информация относно определянето на количествата отделени емисии CO_2 за отчетния и за новия ценови периоди.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за 2020 г. реализира ***печалба*** в размер на 499 хил. лв. при отчетена ***загуба*** за предходната година в размер на 94 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2020 г. намаляват спрямо 2019 г. с около 40,93%. От тях приходите от продажби на топлинна енергия намаляват с 57%, а на електрическа енергия с 53,71%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност без стойността на продадените активи намаляват през 2020 г. спрямо 2019 г. с 53,21%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че дружеството е с добра обща ликвидност, но размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови дълготрайни активи и да обезпечи обслужването на задълженията си.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 29% собствен капитал и 71% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 21% собствен капитал и 79% привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 708 хил. лв. на 831 хил. лв. или със 123 хил. лв., като предложените количества от дружеството през новия ценови период в размер на 9 045 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни емисии CO_2 – 9 045 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 9 045 t X 91,92 лв./t = 831 хил. лв.

Допълнително е извършено преразпределение в топлинната енергия.

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 6,18% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ са направени следните корекции:

- коригирани са количеството въглища с 500 t до достигане на общата енергийна ефективност до отчетената през базисната година;

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

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 38,26 лв./MWh;
3. Пренос - 0,47 лв./MWh;
4. Достъп - 1,67 лв./MWh;
5. ГРД - 22,65 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 63,05 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			
		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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32	**32**
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	**34,80**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	49,69	**49,69**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	**0,09**
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**	**32,00**
		-19,10	-18,67	-22,46	-24,72	-28,21	-27,70	-26,93	-30,39	-28,64	-33,19	-37,71	17,69	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	9,55	9,34	11,23	12,36	14,11	13,85	13,47	15,20	14,32	16,60	18,86	32,00	**32,00**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**1 315**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-11,80**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = -11,71

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6 MW.

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) – 193,12 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 68,05 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 80,76 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 5 413 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 155 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 981 хил. лв. и променливи – 2 174 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 6 270 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 712 MWh, в т. ч. към други потребители – 3 612 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 55 760 MWh

25. „Декотекс“ АД

С писмо с вх. № Е-14-61-1 от 01.04.2021 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 отчетни справки по ЕССО за 2020 г., както и действащи договори за доставка на природен газ и за продажба на електрическа енергия, с всички приложения и анекси към тях.

Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2020 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 199,88 лв./MWh
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 55,02 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с водна пара – 55,02 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 483,16 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

Обосновката на „Декотекс“ АД за прогнозните ценообразуващи елементи е следната:

УСЛОВНО ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

Общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за ценови период 01.07.2021-30.06.2022 г. е 1 391 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 в съответствие с въведените през 2020 г. в експлоатация нови ДМА – собствено газопроводно отклонение, отоплителна инсталации, свързани с регулираната дейност - 210 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а имено 78 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 132 хил. лв. за електрическата енергия.

Разходи за ремонт

Прогнозните разходи за ремонт са в размер на 320 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 – 260 000 лв.*
- *Подмяна на маслена помпа - 20 000 лв.*
- *Подмяна на водна помпа – 10 000 лв.*
- *Подмяна на пръстите на кобилиците на цилиндровите глави – 19 000 лв.*

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Общият размер на планираните разходи, пряко свързани с регулираната дейност, е 601 хил. лв. Материалите за текущо поддържане в размер на 210 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 2021 - 2022 г. са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

Регулаторна база на активите (РБА)

РБА за периода 01.07.2021 – 30.06.2022 г. е в размер на 3 690 хил. лв. към 31.12.2020 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

Нормата на възвръщаемост на капитала за новия ценови период 2021 - 2022 г. е в размер на 6,18%, изчислена съгласно Указания-НВ като средно претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2020 г. В капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.</u>

„Декотекс“ АД съгласно представения одитиран неконсолидиран годишен финансов отчет за 2020 г. отчита ***печалба*** в размер на 1 005 хил. лв., която се увеличава спрямо 2019 г., когато е 271 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2020 г. се увеличават спрямо 2019 г. с 30,70%.**
- **Общите разходи от оперативната дейност през 2020 г., без стойността на продадените активи, се увеличават спрямо 2019 г. с 40,57%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и че е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 96% собствен капитал и 4% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 97% собствен капитал и 3% привлечени средства.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 215 хил. лв. на 168 хил. лв. или с 47 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи, са коригирани от 45 хил. лв. на 39 хил. лв. или с 4 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и 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 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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,58 лв./MWh;
3. Пренос - 0,42 лв./MWh;
4. Достъп - 2,07 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 43,07 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	656	1 763	1 681	1 899	2 481	2 527	3 249	3 857	2 000	2 460	2 500	0	**25 073**
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	**31,32**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	18,80	18,37	21,66	28,15	29,55	28,70	30,44	30,58	28,90	43,01	43,01	0,00	**30,65**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	2,70	8,02	1,70	10,10	4,54	5,91	23,30	14,31	10,92	3,96	-7,28	0,00	78
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**	**28,24**
		-0,30	-0,30	-0,80	3,43	1,34	1,00	3,51	0,19	0,26	9,82	5,30	-32,00	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	18,95	18,52	22,06	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	33,19	37,71	16,00	**28,20**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2 MW.

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) – 218,24 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 93,17 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 101,11 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 103,74 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 3 716 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 573 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 260 хил. лв. и променливи – 2 313 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 3 476 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 11 280 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 9 400 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 930 MWh

26. „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-57-1 от 30.03.2021 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението.

Не са представени следните документи: договори за доставка на горива, договори за продажба на електрическата енергия и годишен финансов отчет за 2020 г. с пояснителни бележки, който да е заверен от одитор.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. следните цени, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 145,28 лв./MWh.
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 154,66 лв./MWh.
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 199,68 лв./MWh;

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена и калоричност на природния газ (без акциз и ДДС) – 350,00 лв./knm^3, при долна работна калоричност 8 203 kcal/knm^3.

„Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД е представило обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, както следва:

• ***Условно постоянни разходи*** *– планирани са в общ размер на 848 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 имено 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 315 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. Ремонтните дейности са за: ремонт на генераторен прекъсвач, ремонт на комплектен трансформаторен пост (КТП) и настройки на релейни защити, подмяна охладителна течност – антифриз, подмяна стартерни акумулаторни батерии, ремонт зарядна станция на акумулаторни батерии, смяна на двигателно масло и маслени филтри, подмяна на въздушни филтри и консумативи, проверка на топлинна хлабина на клапаните, ремонт UPS, подмяна акумулаторни батерии UPS, подмяна контролна платка измервателен блок на ко-генерационната система, ремонт на HMI дисплей на ко-генерационната система, подмяна на регулатора природен газ, ремонт регулатор за ниво на котел утилизатор, ремонт на охладителната система (смяна термостати на голям и малък охладителен кръг, ремонт на основни циркулационни помпи), ремонт на маслената система на двигателя, смяна на: 16 бр. цилиндрови глави на двигателя на машината; 16 бр. запалителни свещи; 16 бр. запалителни бобини; 16 бр. гумени уплътнения на бобините; смяна на гарнитури на центробежен филтър, смяна на О-пръстени и гъвкави маркучи по двигателя, ремонт на стартера на двигателя, ремонт на турбо компресора на двигателя, техническо обслужване на възли и детайли, подмяна на зъбен венец на маховика на двигателя, смяна на лагерите на електрическата част на когенерацията, подмяна на съединител на двигателя, ремонт на подгревна система на двигателя за студент старт, подмяна на антивибрационните тампони на двигателя, ремонт на система за автоматично пускане на когенерационната система, ремонт на вентилатори за свеж въздух към когенерацията, подмяна на контролер на помпеният възел и ремонт на помпи за питателна вода - котел и прилежащите им кранове и възвратни клапани.

• ***Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ*** *– общият им размер е 173 хил. лв.*

• ***Променливите разходи*** *за прогнозния период са в размер на 1 572 хил. лв. и са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.*

• ***Регулаторната база на активите*** *е в размер на 1 923 хил. лв. към 31.12.2020 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 66 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 31.12.2020 г. Съгласно изискванията, в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат.*

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.</u>

„Енергиен център Зебра“ ЕООД съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2020 г. отчита ***загуба*** в размер на 347 хил. лв., незначително намалена, спрямо отчетената ***загуба*** за 2019 г. от 386 хил. лв. Общите приходи са намалени с 29% при намаление на разходите със 17%.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 85% собствен капитал и 15% привлечени средства, в края на 2019 г.е 90% собствен капитал и 10% привлечени средства.

<u>Образуване на цените</u>

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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 39,96 лв./MWh;
3. Пренос - 0,49 лв./MWh;
4. Достъп - 1,5 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 41,95 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	0	10	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**50**
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	**23,07**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	0,00	22,46	22,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**22,46**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,04	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**0,07**
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**	**21,70**
		-19,10	3,79	0,00	-24,72	-28,21	-27,70	-26,93	-30,39	-28,64	-33,19	-37,71	-32,00	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	9,55	18,67	22,46	12,36	14,11	13,85	13,47	15,20	14,32	16,60	18,86	16,00	**21,70**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 0,07

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,57 MW.

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) – 213,58 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 88,51 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 176,70 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 167,67 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 2 853 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 772 хил. лв., от които условно-постоянни – 848 хил. лв. и променливи – 1 924 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 967 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 118 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 5 240 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 700 MWh

27. „Белла България“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-77-1 от 02.04.2021 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 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 142,90 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 350,49 лв./knm^3 и при долна работна калоричност на природния газ – 8 172 kcal/knm^3.

Към заявлението не е приложен одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. с всички приложения към него, поради това, че същият не е заверен от одитор, което е видно от описа.

Дружеството е представило обосновка за новия ценови период, както следва:

„Белла България“ АД експлоатира инсталация за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с инсталирана електрическа мощност 1,05 MWe. Произведената топлинна енергия е предназначена за собствено потребление, а приблизително 100% от нетната електрическа енергия се продава на „ЕВН Трейдинг Саут Ийст Юръп“ ЕАД по договор за покупко-продажба на електрическа енергия.

За новия ценови регулаторен период дружеството предвижда брутното производство на електрическа и топлинна енергия да се запази на почти същите нива спрямо отчетния период 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. Прогнозира се произведената брутна електрическа енергия да достигне 8 249 MWh, което е с 499 MWh повече спрямо отчетния ценови период или 6,44% увеличение, а прогнозираното производство на топлинната енергия се равнява на 8 848 MWh, което е с 206 MWh повече от отчетния ценови период или 2,38% увеличение.

Дружеството предвижда количеството електрическа енергия за продажба да бъде 7 882 MWh, което с 543 MWh повече от отчетния период или 7,4% увеличение.

През м. януари и м. февруари 2020 г. „Белла България“ АД е извършила основен ремонт на двигателя на ко-генератора, който се осъществява на всеки 80 000 работни часа по препоръка на завода-производител, и поради това съоръжението не е работило, което е довело до по-малко произведена електрическа и топлинна енергия и по-ниски променливи разходи, свързани с дейността през 2020 г.

*Прогнозираните **условно-постоянни разходи** за дейността през новия ценови период се запазват на същите нива – 0,61% разлика спрямо отчетния ценови период 01.07.2020 -*

30.06.2021 г.

През първото тримесечие на 2022 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 250 хил. лв.

През новия ценови период 01.07.2021-30.06.2022 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, 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.

Посочва се, че предложената цена за новия ценови период от 142,90 лв/MWh е изчислена с прогнозна индивидуална цена на природния газ за „Белла България“ АД, съгласно решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. – 30,43 лв./MWh.

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„Белла България“ АД е представило отчетни справки по ЕССО за 2020 г., от които е видно, че дружеството реализира от регулираната дейност ***загуба*** в размер на 685 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато загубата е 840 хил. лв. Общо за 2020 г. от цялостната дейност за регулирана и нерегулирана дейност дружеството отчита ***печалба*** в размер на 23 573 хил. лв. при отчетена ***печалба*** за предходната година от 10 087 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба на електрическа енергия намаляват през 2020 г. спрямо 2019 г. с 31,72%;**
- **Оперативните разходи за регулираната дейност намаляват през 2020 г., спрямо 2019 г. с 26,15%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, не притежава достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и не е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 29% собствен капитал и 71% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 56% собствен капитал и 44% привлечени средства.

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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,28 лв./MWh;

3. Пренос - 0,61 лв./MWh;

4. Достъп - 2,17 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 43,59 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			
		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	2 553	2 580	2 631	3 099	2 867	3 001	2 923	2 347	2 900	2 610	2 511	2 430	**32 451**
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	**30,50**
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	30,43	30,43	30,43	**26,47**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	10,13	11,35	1,61	16,48	5,25	7,02	20,96	8,71	16,10	7,56	1,83	8,71	**116**
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**	**33,38**	**37,71**	**32,00**	**27,40**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,18	-2,95	-7,28	-1,57	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,55	31,91	34,07	31,22	**26,94**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,05 MW.

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) – 158,25 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 33,18 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 052 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 956 хил. лв., от които условно-постоянни – 712 хил. лв. и променливи – 1 244 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 2 324 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 882 MWh

<u>28. „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД</u>

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 01.07.2021 г., преференциална цена на електрическа енергия – 172,33 лв./MWh (без ДДС), като в ценовия модел (Справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“) не са посочени прогнозна цена на природния газ и долна работна калоричност, с които са извършени съответните изчисления.

„Димитър Маджаров – 2“ ЕООД не е представило одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. и справки с отчетна информация за 2020 г. по прилагането на ЕССО.

Дружеството е представило кратка обосновка, в която се посочва следното:

На площадката на предприятието за месопреработване има инсталация за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с инсталирана електрическа мощност 0,835 MW и топлинна 1,042 MW. Също така има инсталирани парен котел ПКМ-2,5 за производство на пара и като резерв, водогреен котел „PRESS-T1250“ и генератор за пара „STEAM 2000“.

За новия ценови период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. дружеството не предвижда увеличаване на производството на електрическа и топлинна енергия, тъй като електрическата мощност на предприятието е динамична, и излишъкът на електрическа енергия, който е в порядъка на 10-15% от брутното производство на електрическа енергия се продава на „ЕВН Трейдинг Саут Ийст Юръп“ ЕАД. Произведената от инсталацията топлинна енергия е предназначена за собствено потребление.

Дружеството планира увеличение на променливите разходи спрямо отчетния период, което основно се дължи на прогнозния ръст на амортизация и в промяна цените на някои от основните суровини: природен газ, вода и електрическа енергия за нуждите на предприятието.

<u>На дружеството не е извършен финансов анализ, тъй като дружеството не е представило годишен финансов отчет за 2020 г. и справки относно прилагането на ЕССО за целите на регулирането</u>

<u>Образуване на цената</u>

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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 39,96 лв./MWh;
3. Пренос - 0,6 лв./MWh;
4. Достъп - 1,87 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 42,43 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

		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	1 029	1 080	1 039	1 115	1 065	1 084	1 066	985	1 022	1 022	1 022	1 022	**12 554**
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	**30,45**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,13	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	29,56	29,56	29,56	**26,24**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	4,09	4,75	0,63	5,93	1,95	2,54	7,65	3,66	5,58	3,50	1,19	4,11	46
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**	**27,40**
		0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-3,63	-8,15	-2,44	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	31,38	33,64	30,78	**26,82**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,835 MW.

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) – 132,72 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 162 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 100 хил. лв., от които условно-постоянни – 552 хил. лв. и променливи – 548 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 1 501 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 500 MWh

29. „Овердрайв“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2021 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 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 347,57 лв./MWh (без ДДС), която е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 669,53 лв./knm^3, при долна работна калоричност 8 190 kcal/knm^3.

„Овердрайв“ АД е представило следната обосновка:

• ***Производствена програма –*** *през новия регулаторен период когенерационната инсталация (2 газови ко-генератора) с обща инсталирана електрическа мощност 0,25 MW и топлинна мощност 0,33 MW се предвижда да постигне следните производствени показатели:*

- Произведена електрическа енергия – бруто – 1 450 MWh;

- Електрическа енергия за собствени нужди – 350 MWh;

- Електрическа енергия за продажба – 1 100 MWh;

- Произведена топлинна енергия – брутна – 1 700 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 три пластинчати топлообенника преди колектора; подмяна на една циркулационна помпа; основен ремонт на абсорбционен чилър и настройка за работа и частичен ремонт на тръбното трасе до охладителите.*

Условно-постоянни разходи *– дълготрайните материални активи, с отчетна стойност 843 хил. лв. към 31.12.2020 г. са амортизирани до 288 хил. лв. През 2021 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 възвращаемост на собствения капитал е определена на 7%.*

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„Овердрайв“ АД съгласно представения годишен финансов отчет за 2020 г. отчита ***загуба*** в размер на 108 хил. лв. при печалба за 2019 г. в размер на 90 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с

които да обслужва текущите си задължения, както и че е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 84% собствен капитал и 16% привлечени средства спрямо края на 2019 г. с дял от 85% собствен капитал и 15% привлечени средства.

Образуване на цената

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

- разходите за ремонт са коригирани от 47 хил. лв. на 21 хил. лв. или със 26 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10% и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 84 хил. лв. на 50 хил. лв. или с 34 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 12 хил. лв. на 10 хил. лв. или с 2 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., 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 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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,37 лв./MWh;
3. Пренос - 0,51 лв./MWh;
4. Достъп - 1,43 лв./MWh;
5. ГРД - 30,45 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 72,76 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

		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	19	21	16	20	24	24	15	0	40	46	29	23	**277**
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	**31,10**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	34,02	33,59	37,38	39,64	43,13	42,62	41,85	0,00	58,99	40,12	37,27	35,25	**41,63**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,08	0,09	0,01	0,10	0,04	0,06	0,11	0,00	0,22	0,07	-0,08	0,06	1
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**	**28,34**
		14,92	14,92	14,92	14,92	14,92	14,92	14,92	-30,39	30,35	6,93	-0,44	3,25	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	15,20	28,64	33,19	37,49	32,00	**28,32**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,25 MW.

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) – 369,95 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 611 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 596 хил. лв., от които условно-постоянни – 235 хил. лв. и променливи – 361 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 356 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 100 MWh

30. „МБАЛ – Търговище“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-65-1 от 01.04.2021 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 01.07.2021 г., преференциална цена на електрическа енергия – 599,16 лв./MWh (без ДДС), която е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 512,78 лв./knm^3, при долна работна калоричност 8 151 kcal/knm^3.

Дружеството не е представило подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за новия ценови период, но в придружителното писмо се 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 счита, че тези проблеми са отстранени към настоящия момент.

Към заявлението е представен предварителен годишен финансов отчет за 2020 г., като е уточнено, че след заверка от одитор, същият ще бъде представен заедно с доклад за дейността на дружеството. Не са представени справки с отчетна информация за 2020 г. по прилагането на ЕССО.

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„МБАЛ-Търговище“ АД съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. отчита ***загуба*** в размер на 207 хил. лв. при ***загуба*** 1 225 хил. лв. за 2019 г.

- **Нетните приходи от продажба на продукция са увеличени през 2020 г., спрямо 2019 г. с 6,06%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са увеличени през 2020 г., спрямо 2019 г. с 4,66%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, както и не разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 17% собствен капитал и 83% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 19% собствен капитал и 81% привлечени средства.

<u>Образуване на цената</u>

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 94 хил. лв. на 26 хил. лв. или с 68 хил. лв., при постоянно заети 2 лица и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи, са коригирани от 18 хил. лв. на 10 хил. лв. или с 8 хил. лв.в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите „пряко свързани с регулираните дейности“ са коригирани от 24 хил.лв. на 9 хил. лв. или с 15 хил. лв., поради липса на мотивирана обосновка, съгласно 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 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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,27 лв./MWh;
3. Пренос - 15,42 лв./MWh;
4. Достъп - 3,80 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 59,49 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	64	59	56	64	67	73	81	79	81	67	67	67	**829**
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	**30,87**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,09	32,09	32,09	**27,19**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,25	0,26	0,03	0,34	0,12	0,17	0,58	0,29	0,44	0,15	-0,01	0,19	3
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**	**27,73**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,10	-5,62	0,09	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,64	34,90	32,00	**27,45**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,104 MW.

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) – 350,65 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 196 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 173 хил. лв., от които условно-постоянни – 82 хил. лв. и променливи – 90 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 575 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 271 MWh

31. „Нова Пауър“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-13-308-1 от 14.04.2021 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. Към заявлението дружеството не е представило други документи съгласно указанията, дадени в Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 96,10 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 198,86 лв./MWh.

Те са изчислени с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 470,00 лв./knm^3, при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm^3.

Дружеството е посочило единствено, че генериращите съоръжения не са били в експлоатация през последната година, тъй като в дружеството протича структурна и административна реформа.

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 8,67% на 4,91% 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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 41,21 лв./MWh;
3. Пренос и достъп – 13,98 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 55,19 лв./MWh.

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.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,05 MW.

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) – 217,50 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 92,43 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 97,44 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 3 527 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 295 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 118 хил. лв. и променливи – 2 177 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 730 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,91%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 725 MWh
- Топлинна енергия с гореща вода – 8 865 MWh

<u>32. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора</u>

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-75-1 от 08.04.2021 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 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 213,79 лв./MWh (без ДДС), която е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 480,47 лв./knm^3, при долна работна калоричност 8 234 kcal/knm^3.

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** е 480,47 лв./knm³ (без ДДС) за или 43,56 лв./MWh + 2,133 лв./MWh (пренос и достъп до мрежата) = 45,693 лв./MWh без ДДС (54,83 лв./MWh с ДДС).*

Дружеството е приложило копие на договор с „Овергаз Мрежи“АД и ценова листа от 1 март 2021 г. за клиентите на газовото дружество. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД посочва, че според заявката за 2021 г. попада в клиенти с равномерно потребление до 4 226 MWh/година.

Съгласно извлечение от инвентарната книга стойността на газов когенерционен модул е 744 792,67 лв. с ДДС, подобрение топлопровод – 32 400 лв., ултразвуков генератор – 2 300 лв., общо 779 492,67 лв. Посочва се, че не е ползван данъчен кредит за ДДС при закупуването.

Дружеството заявява, че към настоящия момент се извършва ремонт на когенератора с подмяна на двигателя „Liebherr“тип 926 G, който се очаква да приключи до края на м. април 2021 г. Стойността на ремонта възлиза на 68 900 лв. без ДДС (82 680 лв. с ДДС). Към заявлението е приложено копие на договор с „Политех инженеринг“ ООД.

УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД посочва, че за базова година следва да се счита 2018 г., тъй като когенераторът е аварирал през м. декември 2018 г. и през отчетните периоди 07.2019 г. - 06.2020 г. и 07.2020 - 06.2021 г. не е работил. След осъществяване на

ремонта ще бъде пуснат в редовна експлоатация.

Газовия когенерционен модул ще бъде обслужван от 4 работника, с брутна месечна заплата – 650 лв. или за 1 година общо 31 200 лв. Социалните и здравни осигуровки за сметка на работодателя са в размер на 12 000лв за 1 година.

Материали за текуща поддръжка:

- Смяна на масло на 1 500 h (45 l по 3 пъти годишно = 135 l X 6,00 лв./l = 810,00 лв. (без ДДС);

- Разход на масло по 0,02 l/моточас – 175 l x 6,00 лв. = 1 050,00 лв.;

- Подмяна на свещи, ремъци, филтри и др. – 3 000,00 лв. годишно.

Общо материали за текуща поддръжка – 5 000 лв./год. без ДДС.

***Външни услуги, данъци такси и др., разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – общо 39 000 лв. за 1 година, без ДДС.*

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.</u>

Съгласно представените справки по ЕССО за 2020 г. е видно, че дружеството реализира от регулираната дейност ***загуба*** в размер на 22 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато загубата е 89 хил. лв. Общо за 2020 г. от цялостната дейност за регулирана и нерегулирана дейност дружеството отчита ***печалба*** в размер на 5 805 хил. лв. при отчетена ***печалба*** за 2019 г. в размер на 2 372 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че дружеството не е в състояние да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен капитал, както и че не притежава достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. показва, че е изцяло с привлечени средства.

<u>Образуване на цената</u>

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 31 хил. лв. на 23 хил. лв. или с 8 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 12 хил. лв. на 5 хил. лв. или със 7 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., 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 8,85% 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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 39,95 лв./MWh;

3. Пренос и достъп - 15,09 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 55,04 лв./MWh.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност

0,150 MW.

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) – 204,68 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 390 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 387 хил. лв., от които условно-постоянни – 148 хил. лв. и променливи – 239 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 59 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 095 MWh.

33. „Коген Загоре“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-79-2 от 01.04.2021 г. за утвърждаване на пределна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара, считано от 01.07.2021 г. в размер на 261,15 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 2020 г., отчетни справки за 2020 г. по прилагането на ЕССО, договори за доставка на природен газ, договори за покупко-продажба на електрическа енергия за прогнозния период, както и други разходо-оправдателни документи.

Предложената за утвърждаване пределна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 364,00 лв./knm^3 и при долна работна калоричност 8 000 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 едносменен 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) – 151 MWh;

- Пара за собствени нужди – 1 MWh;

- Топлинна енергия за продажба – 150 MWh.

Инвестиционна и ремонтна програма за 2021 г. - 2022 г.

През посочения период дружеството не предвижда инвестиционни разходи за котелната инсталация. 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 за 2020 г. са в размер на 161 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 в Писмото.

Прогнозните УПР за новия ценови период са определени на база отчетените разходи за 2020 г. и редуцирани само за производството на топлинна енергия от котелната инсталация. УПР (без разходите за амортизации) са в размер на 27 хил. лв.

Размерът на оборотните средства е изчислен също в съответствие с указанията на КЕВР.

Разходите за външни услуги, отчетени за 2020 г., са в размер на 13 хил. лв. и включват: съобщителни услуги – 5 хил. лв.; данъци и такси – 7 хил. лв. и охрана – 1 хил. лв.;

***Променливите разходи** включват разходите за гориво, които са изчислени с цена на природния газ – 34,62 лв./MWh и при брутен КПД на котела 90%. Съгласно изискванията на завода-производител, през 2019 г. и 2020 г. дружеството периодично (ежемесечно) пуска в работа до около 4 h всяка когенерационна инсталация с цел предотвратяване получаването на деформации (провисване и др.) вследствие продължителен престой на съоръженията.*

***Нормата на възвръщаемост на капитала** е **3,33%** към 31.12.2020 г., съгласно Справка № 3 и е изчислена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 3%.*

Посочва се, че за котелната инсталация не са сключени договори за кредити.

<u>Образуване на цената</u>

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 3,33% 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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,40 лв./MWh;
3. Пренос - 0,64 лв./MWh;
4. Достъп - 5,81 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 46,85 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	29	38	84	60	48	73	744	895	30	20	50	30	**2 102**
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	**32,99**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	30,39	30,39	30,39	30,39	**28,18**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,12	0,17	0,05	0,32	0,09	0,17	5,34	3,32	0,16	0,06	0,04	0,11	10
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**	**28,37**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,75	-2,80	-7,32	-1,61	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	31,79	34,05	31,20	**28,26**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 5,868 MW.

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) – 215,43 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 32хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 27 хил. лв., от които условно-постоянни – 17 хил. лв. и променливи – 10 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 119 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 151 MWh

34. „Оранжерии Петров дол“ ООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-74-2 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 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 154,81 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 328,89 лв./knm^3 и при долна работна калоричност 8 176 kcal/knm^3.

„Оранжерии Петров дол“ ООД е представило обосновка, както следва:

1. Производствена програма *– чрез работата на когенераторен модул с инсталирана електрическа мощност 2,00 MW и топлинна мощност 1,977 MW дружеството снабдява с топлинна енергия оранжериен комплекс в землището на с. Петров дол, община Провадия, обл. Варна.*

Предвид производствената програма на дружеството и климатичните условия в района, се предвижда когенераторната инсталация да работи с натовареност от м. септември до м. май от ценовия период, с цел подсигуряване на необходимата топлинна енергия за производството на оранжерията. Като приложение е представена производствена програма за прогнозния период.

2. Инвестиционна програма *– общата стойност на активите, участващи в РБА за 2021 г., е в размер на 557 хил. лв. (РБА = А - АМ), където А = 1 209 хил. лв. – активи, в т. ч.: 852 хил. лв. за закупуване на инсталация за комбинирано производство и 357 хил. лв. оборотен капитал; Амортизацията за периода на използване е 652 хил. лв..*

3. Амортизационна програма *– при изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години. При изчисляване на РБА е взета прогнозната (остатъчна) стойност на активите на дружеството.*

4. 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. Посочено е, че цената за поддръжка и ремонт за 1 h работа възлиза на 19,7 евро/h.*

5. Променливите разходи *са както следва: цена на природния газ – 328,89 лв./knm^3, разход за електрическа енергия – 61 хил. лв. и разходи за акциз на природен газ – 62 хил. лв.;*

6. Условно постоянните разходи *са планирани както следва: разходи за амортизация – 272 хил. лв., разходи за ремонт – 5 хил. лв., разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 12 души) – 368 хил. лв., разходи за осигурителни вноски – 63 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 389 хил. лв., в т. ч.: материали за текущо поддържане – 338 хил. лв., застраховки – 15 хил. лв., данъци и такси – 2 хил. лв. и други – 34 хил. лв.;*

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала *– при изчисляване на нормата на възвръщаемост на капитала за прогнозният период е използвана прогнозната*

капиталова структура на дружеството към 31.12.2020 г. на база погасителните планове, формирана от: договори за финансови кредити с „ПроКредит банк“ ЕАД и собствен капитал. Дружеството е изчислило, съгласно Справка № 3, норма на възвръщаемост в размер на 3,29% към 31.12.2020 г.

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„Оранжерии Петров дол“ ООД съгласно представения годишен финансов отчет за 2020 г. отчита ***печалба*** в размер на 79 хил. лв. при ***загуба*** за предходната година от 165 хил. лв. От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите за 2020 г., е видно, че общите приходи са 2 261 хил. лв., в т. ч. нетни приходи от продажба на продукция е 1 580 хил. лв. (приходи от продажба на земеделска продукция 659 хил. лв. и приходи от продажба на електрическа енергия 921 хил. лв.), други приходи - 252 хил. лв., 34 хил. лв. от увеличение на запасите от незавършено производство и извънредни приходи (корекция на цената на природен газ) 395 хил. лв. Общите разходи за оперативната дейност са 2 133 хил. лв., разходите за лихви и други финансови разходи са 49 хил. лв. или общите разходи са 2 182 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, както и не разполага със свободни оборотни парични средства, с които да обслужва текущите си задължения.

Образуване на цената

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

- разходите за амортизации в производството са намалени от 272 хил. лв. на 160 хил. лв. или със 112 хил. лв., в съответствие с отчетната обща стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма, съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 368 хил. лв. на 357 хил. лв. или с 11 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 63 хил. лв. на 60 хил. лв. или с 3 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и 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 3,29% на 5,21% 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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,72 лв./MWh;
3. Пренос - 0,64 лв./MWh;
4. Достъп - 1,98 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 43,34 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	0	0	1 181	3 372	3 334	3 435	3 385	3 098	3 520	3 413	2 285	0	**27 023**
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	**32,24**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	0,00	0,00	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	28,64	28,64	0,00	**27,69**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,00	0,72	17,94	6,10	8,04	24,27	11,49	19,22	13,26	3,71	0,00	105
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**	**29,04**
		-19,10	-18,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-4,55	-9,07	-32,00	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	9,55	9,34	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	30,92	33,18	16,00	**28,37**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,00 MW.

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) – 174,14 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 49,07 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 404 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 379 хил. лв., от които условно-постоянни – 866 хил. лв. и променливи – 1 513 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 477 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,21%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 677 MWh

<u>35. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-33-5 от 31.03.2021 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 2020 г. по ЕССО) и т. I.9.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:
- преференциална цена на електрическа енергия –210,02 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 36,22 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 32,57 лв./MWh.

Изчисленията са извършени при следните цени на горивата(без ДДС):
- цена на въглища – 53,30 лв./t при калоричност 1 860 kcal/kg;
- цена на мазут – 830,00 лв./t при калоричност 10 000 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.

Производствена програма:

През новия регулаторен период дружеството предвижда повишение в производството на топлинна енергия за удовлетворяване на нуждите на своите клиенти. Съгласно сключен договор с „Хийт Енерджи“ ЕООД се планира и производство на топлинна енергия с топлоносител водна пара.

Производство на топлинна енергия:

Отпуснатата от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период ще е в размер на 324 120 MWh с гореща вода и 262 800 MWh с водна пара. Тъй като клиентите на топлинна енергия са пряко присъединени към съоръженията, в прогнозата не са включени технологични разходи по пренос.

Производство на електрическа енергия.

Цялото прогнозно количество електрическа енергия за новия ценови период,

произведена от енергиен блок, който работи в топлофикационнен режим, е изчислена съгласно Наредба № РД-16-267 и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са направени за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство (ВЕКП).

Производството на електрическа енергия през прогнозния период от блок в топлофикационен режим е 1 314 000 MWh бруто, като в това число 219 000 MWh от ВЕКП съобразно топлинния товар.

Електрическа енергия за собствени нужди:

Процентният дял на електрическата енергия за собствени нужди на топлофикационния блок е определена на 13,17%, което съответства на отчитаните до момента и включва разхода за циркулационните помпи в топлопроизводството.

Ремонтна програма:

Целта на тези ремонти е да се възстановят максимално номиналните параметри на съоръженията, като забавянето на подмяна на нагревни повърхности ще доведе до повишаване на аварийността. Ремонтите по електрофилтрите и сероочистващите инсталации е свързано с достигане и спазване на екологичните норми. За новия регулаторен период се предвижда ремонтна програма, отнесена към топлофикационната част на централата, на стойност 3 538 хил. лв.

Инвестиционна програма

В дружеството е в ход инвестиционна програма, която продължава да се изпълнява и през новия регулаторен период. През предстоящия период в ТЕЦ ще бъде извършена рехабилитация на турбинно оборудване и съпътстващо основните ремонти подобряване на ефективността на общостанционните и пречиствателните съоръжения. Като минимум ще 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 3 000 хил. лв. за цялата централа.

Регулаторна база на активите:

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2020 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията възлиза на 128 553 хил. лв.

„ТЕЦ Бобов дол“ 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.

***Оборотен капитал** - За ценови период 01.07.2021 – 30.06.2022 г. оборотният капитал е в размер на 83 009 хил. лв.*

Норма на възвръщаемост

Използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2020 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 3,93%, а изчислената обща норма на възвръщаемост е 5,52%.

УСЛОВНО ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

Условно постоянните разходи са изчислени на база инфлация от 2,0%, освен разходите за заплати и съответстващите им осигуровки и амортизациите, които са изчислени на база линейния метод.

Разходи за амортизации

Съгласно изискванията на чл.31.1.б.«б» от Указания-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на дружеството. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. разходите за амортизации са 9 202 хил. лв.

Разходи за работни заплати и осигуровки

За периода необходимите разходи са 12 697 хил. лв. разходи за заплати и 3 574 хил. лв. за осигуровки. Средният списъчен брой на работници и служители в дружеството остава същият, както е в края на 2020 г. В прогнозата е отчетено 10% увеличение на заплатите на служителите в съответствие с тенденциите в Р България.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията

Всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период. Предвижданото подобрение 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 заложени според нормативните изисквания за осигуряване на персонала с работно облекло и предпазни средства.

Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

В променливите разходи се включват горива за производство, горива за разпалване - мазут, разходи за закупени CO_2 квоти, разходи за балансираща електрическа енергия, 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.

Информацията за отделните групи променливи разходи, е както следва:

Основно гориво

За следващия ценови период дружеството планира горивният микс за топлофикационен блок да се състои от въглища, доставяни от „Тибиел“ ЕООД с качествени показатели, оптимални за производствения процес и цена 286 лв./tуг, франко ТЕЦ и биомаса при цена на доставчика 94,80 лв./t.

Приложена е справка за отчетна средна цена на горивен микс за 2020 г. (Приложение №. 2). Количеството на въглищата за новия ценови период е съобразено с повишеното производство на топлинна енергия.

Гориво за разпалване *– разходите за мазут са изчислени по цена 830 лв./t.*

Разходи за консумативи *- за новия ценови период възлизат на 1 953 хил. лв.*

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии;

Квоти за емисии на парникови газове.

Производственият процес е свързан с изгарянето на въглища, биомаса и мазут, в резултат на което в атмосферата се емитират парникови газове. Заради голямото

количество изгаряни 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 ИАОС към МОСВ, в който са попълнени прогнозното количество въглища и мазут при отчетени по верифициран годишен доклад за 2020 г., емисионен фактор за въглища от 65,3035 t CO_2/TJ и фактор на окисление от 92,4972% и съответно за мазут 77,40 t CO_2/TJ и фактор на окисление 100%. Така общото прогнозно количество CO_2, което се очаква да емитира топлофикационният блок на централата, е изчислено на 614 754 t CO_2. Безплатни квоти по чл. 10а и чл. 10в от Директивата за новия ценови период не са разпределени.

Разходите за закупуване на квоти CO_2 за прогнозния период са изчислени на база планираните количества въглища и мазут и при цена 45,00 евро/t CO_2.

С писмо с вх. № Е-12-14-1 от 26.04.2021 г. дружеството е представило допълнително справки за микса от горива и емисии CO_2 за предходния и новия ценови период.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.</u>

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, съгласно представения одитиран годишен индивидуален финансов отчет за 2020 г. отчита нетна ***печалба*** в размер на 1 721 хил. лв., която е намалена спрямо предходната година, когато е 2 223 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби намаляват през 2020 г. спрямо 2019 г. с 5,64%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2019 г. спрямо 2018 г. с 16,06%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, по отношение на показателя „обща ликвидност“ е видно, че дружеството притежава достатъчно собствени оборотни средства, необходими за покриване на текущите задължения, както и възможността да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 78% собствен капитал и 22% привлечени средства спрямо края на 2019 г. с дял от 77% собствен капитал и 23% привлечени средства.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за амортизация са коригирани от 9 202 хил. лв. на 8 402 хил. лв. или с 800 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка

№ 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 12 697 хил. лв. на 11 543

хил. лв. или с 1 154 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 3 574 хил. лв. на 3 286 хил. лв., или с 288 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за съдебни разходи са коригирани от 3 149 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 3 149 хил. лв., поради липса на корекция с приходите от спечелените съдебни дела по заведените производства и с цел недопускане дублиране на разходи в регулаторната рамка;

- 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 (CO_2) са коригирани от 54 104 хил. лв. на 69 787 хил. лв. или с 15 683 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 759 181 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 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 2020 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 01.07.2021 г. - 30.06.2022 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:

N	Показател	Димензия	Вид гориво			Общо
			въглища	ВЕИ	мазут	
1	Емисионен фактор	tCO_2/TJ	84,0572	0	77,4	
2	Долна топлина на изгаряне	kcal/kg	1 551,26	3 600,0	9 554	
2	Долна топлина на изгаряне	GJ/t	6,4948	15,0725	40,0	
3	Коефициент на окисление	-	0,925803	1	1	
4	Количество гориво	t	**1 480 000**	**670 000**	**3 600**	
5	Емисии CO_2	t	**748 035,2**	**0,0**	**11 146**	**759 181**

Прогнозни емисии CO_2 – 759 181 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 759 181 t X 91,92 лв./t **= 69 787 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 5,52% на 4,16% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ е коригирано количеството на електрическата енергия от ВЕКП от 219 000 MWh на признатата стойност в цените през изминалия ценови период от 113 880 MWh, при отчетена стойност от 97 309 MWh, поради липсата на достатъчно убедителни доказателства за рязкото увеличение на консумацията на топлинна енергия с гореща вода и водна пара през новия ценови период.

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

Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**696 961**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**6 252**

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) – 196,13 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 71,06 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 55,44 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС)
– 51,65 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 247 070 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 240 987 хил. лв., от които условно-постоянни – 36 184 хил. лв. и променливи – 204 803 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 146 113 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,16%
- Електрическа енергия – 1 141 000 MWh
  - от високоефективно комбинирано производство – 113 880 MWh
  - от невисокоефективно производство – 1 027 120 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 175 200 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 262 800 MWh

<u>36. „Топлофикация Петрич“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-71-4 от 05.05.2021 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия. Към заявлението е представено на хартиен и електронен носител следното:

- прогнозна информация за новия ценови период с приложени справки от № 1 до № 9;
- отчетна информация за 2020 г. с приложени справки от № 1 до № 9;
- приложение № 2 за средната цена на природния газ за периода 01.01.2020 г. – 30.06.2021 г.;
- приложение № 3 и № 4 от Писмото;
- справка за продадените количества електрическа енергия за 2019 г. и 2020 г.;
- документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Останалата информация от Писмото на КЕВР не е приложена.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на електрическа енергия от ВЕКП – 169,86 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 81,45 лв./MWh;

Дружеството посочва, че изчисленията в справите от ценовия модел са извършени със средна цена на природен газ 400,51 лв./knm^3, (без ДДС и акциз).

С влязло в сила Решение № 498 от 26.02.2020 г., постановено по търговско дело № 3999 от 2019 г. на Софийски апелативен съд, е отменено Решение № 860 от 20.02.2019 г. на Окръжен съд – Благоевград, по търговско дело № 252 от 2016 г., в частта, с която „Топлофикация Петрич“ ЕАД е обявено в несъстоятелност. Съгласно справка в Търговски регистър, към настоящия момент „Топлофикация Петрич“ ЕАД, ЕИК 202637962, не е обявено в несъстоятелност и не е в производство за обявяване в несъстоятелност.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за амортизация са коригирани от 1 730 хил. лв. на 1 478 хил. лв. или с 252 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка
№ 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма съгласно т. 1.1 от общия подход;
- разходите за ремонт са коригирани от 1 350 хил. лв. на 385 хил. лв. или с 965 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10% и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;
- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 280 хил. лв. на 95 хил. лв. или със 185 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;
- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 100 хил. лв. на 19 хил. лв. или с 81 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;
- разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 2 795 хил. лв. на 692 хил. лв. или с 2 103 хил. лв., поради липса на мотивирана обосновка, съгласно 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 5,58% 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 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“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,70 лв./MWh;
3. Пренос - 0,63 лв./MWh;
4. Достъп - 4,15 лв./MWh

Крайна цена на природен газ - 45,48 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) – 205,69 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 80,62 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 74,35 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 17 920 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 17 072 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 669 хил. лв. и променливи – 14 403 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 18 502 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,58%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 60 300 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 74 210 MWh

Изказвания по т.2.:

Докладва И. Александров. С писмо от 15.03.2021 г. Комисията е изпратила подробни указания на 39 дружества как да подготвят своята информация за извършване на регулаторния преглед, съответните форми и съответните указния при какви цени на горивата и емисиите да подготвят своите предложения. В така постъпилите заявления 15 дни по-късно дружествата са направили своите предложения при следните основни параметри: 40 евро на тон емисии и цена на природния газ от предишния регулаторен период, т.е. средна цена 30,50 лв./MW. Тези параметри са дадени от Комисията. Именно тези дълбоко и всестранно дискутирани повишения, които отговарят на средно повишение на парното с 38%, достигащи и до 138%, съответстват на тези параметри. В момента цените в доклада са при 47 евро на тон емисии и при цена на природния газ от 39,96 лв. Това е средната цена, т.е. с 31% по-висока цена на природния газ и 17% по-висока цена на емисиите. Може да се види при тези параметри какви биха били заявленията и с какви повишения.

И. Иванов запита дали по-високата цена на емисиите е със 17%. Не е ли повече: от 22 евро на 37?

И. Александров поясни, че иска да каже, че при указанията, които Комисията е дала при какви параметри да се подготвят заявленията, тя е казала заявленията да се подготвят при 40 евро, докато миналата година при цените е влязла цена от 22 евро.

Работната група се е старала предложенията да бъдат сравнително актуални и на ценовите равнища. В общия подход, в който Комисията казва основните параметри и указания, при които е направила корекцията на самите заявления изрично при условно-постоянните разходи е написано основанието за недопускане на основни повишения на условно-постоянните разходи, а именно това, че тази година тези два основни параметъра бележат пик и с оглед запазване на цените в някакви приемливи граници, работната група се е отнасяла доста рестриктивно към другите разходи. Например: амортизациите на топлопреносните мрежи и абонатни станции съвместно в преноса са с 35 години срок на откупуване. В други години при ремонтите са позволявани по-големи повишения при доказване и аргументиране. В момента са до 10% повишение. Рядко някъде има до 15%, когато дружеството прави основни ремонти. Тази година всички заплати са на отчет, т.е. не се позволява никакво повишение в сравнение с отчетените през миналата година, както и при социалните осигуровки. Ако са допускани в цените разходите, които са съдебни, са изисквани приходите от съдебни разноски, които дружеството е получило и те са изваждани от разходите, т.е. не е допускано дублиране.

По отношение на цените на природния газ. Това е основен параметър, при който са направени тези цени. По аналогия на миналогодишния подход са отчетени цените на фючърсите на холандския газов хъб TTF за съответните тримесечия през новия ценови период и съответно те са актуализирани с петролната компонента. Тези стойности са преизчислени към всяко едно дружество, като са взети предвид прогнозните количества природен газ за съответния месец. Към вече така получената индивидуална цена за всяко дружество са добавени таксите за пренос и капацитет, които работната група е взела от техните отчетни данни за миналата година. Работната група смята, че това са най-близките до реалността надбавки. Така в крайна сметка в доклада е работено със средна цена от 39,96 лв. Това са 31% повишение в сравнение с миналата година.

По отношение на цената на емисиите. Към 22.04.2021 г. действащата спот цена на емисиите е 47 евро. Работната група е ползвала тази цена за подготовката на цените в доклада. Най-вероятно (с оглед повишаването на цената на емисиите) в решението ще се прибегне и до по-висока стойност, защото емисиите трайно вървят в посока на увеличение.

По отношение на техниката на изчисляване на количеството емисии. Работната група изцяло е ползвала верифицираните доклади за 2020 г. на МОСВ – със съответните емисионен фактор, долна калоричност и коефициент на окисление, които са характерни за съответните горива на съответното дружество. Вземайки тези емисионни фактори, е отчетено реалното количество по отчет, което е реализирано през ценовата година. По този начин е изчислено самото количество емисии.

По отношение на корекциите. Тази година, в изпълнение на указанията на текстовете и на двете наредби, работната група е направила корекции – както по природен газ, така и по емисии. Тук е изработена специална технология, алгоритъм, в който са отчетени дословно всички изисквания на текста в наредбите. От дружествата е взет доказателствен материал - фактури и други разходни документи по отношение на цената на природния газ, по която те реално са купували, защото се е отворила възможността да купуват и от търговци, както е останала и възможността от „Булгаргаз“ ЕАД. В същото време е направено сравнение за всеки един месец дали цената на търговеца е по-висока, по-малка или равна на цената на „Булгаргаз“ ЕАД. При по-висока цена е взето преизчислението на цената на „Булгаргаз“ ЕАД. При по-ниска цена е оставена тази половинка за дружеството, т.е. е смятана при средната цена. По този начин са изчислени и самите корекции, които са нанесени в ценообразуващите елементи в справките от тази година. Кое е характерното при това като краен резултат? При всички газови дружества

реално постигнатата цена е незначително по-ниска от цената, при която е работено миналата година, т.е. по отношение на газ дружества имат надвзет приход, който не е голям. Той е отчетен в разходите в посока понижаване, защото е надвзет.

По отношение на емисиите. Работната група е изчислила средната цена на емисиите за изминалия ценови период. Тя е 30,97 лв. Миналата година в цените е допусната цена 22 евро, а с разликата при реалното количество емисии, която подробно е обяснено как се изчислява, е съответно изчислен и недовзетият приход от повишаване цената на емисиите през този период.

При всички газови дружества, като обобщение, има намаление на допуснатите разходи в сегашните цени, а при всички въглищни дружества, които използват природен газ предимно само за разпалване на котлите има коригиране в посока плюс в разходите, недовзетите от емисии разходи от миналия период.

Прогнозната пазарна цена за дружествата от сектора е изчислена на 125,07, т.е. добавката е изчислена като разлика между утвърдената индивидуална цена и 125,07. Тази година на топлофикационните дружества (освен рестриктивния срок за амортизациите от 35 години) и по отношение на загубите по преноса е приложен доста рестриктивен подход. По-скоро за някои дружества, при които загубите реално са много високи, е приложен целеви подход, като е посочена стойността към загубите, към която те трябва да се стремят.

Като краен резултат цената на топлинната енергия за топлофикационните дружества средно е с повишение 9,66%.

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. Откритото заседание да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8 на Комисията за енергийно и водно регулиране.

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

П. Младеновски каза, че стойностите на въглеродните емисии и на газа са изчислени към края на април, а не с актуалните към момента - от 27 май. П. Младеновски поясни, че по време на докладването на И. Александров е проверил актуалните данни за цените на фючърсите на холандската борса TTF за природния газ. Само за свободната компонента от TTF увеличението спрямо използваните от работната група данни към края на април е 25%. Това не означава, че цената на газа трябва да се увеличи с 25%, тъй като там има и други компоненти. Ако се погледне прогнозата в доклада от миналата година, тя се различава със 7% (на база последното заявление). Средната прогноза за регулаторния период се различава със 7% спрямо това, което работната група е изчислила. Тук причината в никакъв случай не е във фючърсите и в TTF, а се дължи на курса на долара и цената на петрола, която няма човек, който да може я прогнозира за една година напред особено при пандемия. Най-вероятно за решението ще се наложи да се използва по-висока прогнозна цена на газа, тъй като данните сега са с 25% по-високи спрямо използваните от работната група фючърси.

По отношение цената на въглеродните емисии. И в доклада за цени в сектор „Топлоенергетика“, и в доклада за цени в сектор „Електроенергетика“ е използвана цена към края на м. април от 47 евро. В момента цената на квотите е 53 евро. Факт е, че първо цената се е увеличила до 55 евро. Никога преди това не е достигала това ниво. В медиите

се е говорило за 55-56, но не трябва да се четат вестници, а са се гледат данните на борсата. След това е имало известен спад, но днес цената отново е тръгнала нагоре. Най-вероятно ще трябва да се използват по-високи стойности и за този компонент. П. Младеновски поясни, че е искал Комисията да бъде запозната към коя точно дата са използвани данните, а не някой да се учуди на общественото обсъждане, като се каже, че едва ли не работната група умишлено е занижила стойностите, за да се изчислят по-ниски цени. Процесът на работа при изготвянето на един такъв ценови доклад е дълъг и няма как постоянно да се сменят данните. Изисква се преглед от цялата работна група, след това от участниците от дирекция „Правна“ и след това да се даде време и на членовете на Комисията да се запознаят с доклада. Процесът е по-дълъг и няма как да се реагира на всяко едно изменение на пазара. От друга страна, Комисията все пак трябва да подхожда по-консервативно, тъй като както има резки движения нагоре, така след излизането на определени новини за пазара има движение рязко надолу. Комисията би следвало да следи по-скоро тенденциите и да се види дали в един по-дълъг период тенденцията за увеличаване или за намаляване се запазва и чак тогава да се направи прогноза за ситуацията, която би трябвало да бъде в следващата една година.

И. Иванов каза, че също иска да направи коментар и припомни това, което е казал П. Младеновски – че усреднената годишна цена на природния газ, въз основа на която крайните потребители заплащат потребяваната топлинна енергия е със 7% по-висока от тази, която реално се е получила. Причините за това са изтъкнати от П. Младеновски. В същото време е имало настоявания Комисията да направи своевременна корекция на цената на топлинната енергия. Основното поради което Комисията е запазила своя консервативен подход е, че има два големи ценообразуващи фактора, върху които не само Комисията, но и правителството на Република България не може да влияе – това е цената на природения газ на големите европейски хъбове (специално на TTF), както и цената на въглеродните емисии на платформата за търговия на емисии в Брюксел. Тези два ценообразуващи фактора всъщност формират над 70% от цената на топлинната енергия. Очевидно, че възможностите на Комисията да намали това бързо нарастване на тези два ценообразуващи фактора са изложени от И. Александров, т.е. намаляване на оперативни разходи, свързани с закупуване на материали, извършване на ремонтни дейности и други подобни. Това работната група, го е направила в максималния обем. Над това не може да се съкращават такива разходи. И. Иванов каза, че се надява и по време на общественото обсъждане да се разбере този важен феномен и възможностите, които притежава Комисията да бъдат оценени по достойнство и с същото време да се знаят възможностите на КЕВР за такова въздействие върху цената. И. Иванов каза, че има един допълнителен въпрос, който е свързан именно с тези 7% по-ниска реална годишна цена на природния газ спрямо прогнозираната от Комисията. КЕВР ясно е заявила, че всеки надвзет приход от топлофикациите ще бъде отчетен в следващото годишно решение с неговото влияние в едната или другата посока: при надвзет приход – за намаляване на цената, а при недовзет – за увеличаване на цената. Това нещо направено ли е и по-специално за „Топлофикация София“ ЕАД, която е най-големият производител на топлинна енергия?

И. Александров отговори, че за „Топлофикация София“ ЕАД прословути са станали онези 26 млн., които е надвзела от цената на природния газ. Да, наистина 26,301 са тези милиони. Паралелно с това има 11 186 000 от емисии, които „Топлофикация София“ ЕАД трябва да получи като недовзет приход. 15 114 000 лв. са извадени от така намалените разходи през този ценови период на „Топлофикация София“ ЕАД.

И. Иванов констатира, че са отчетени.

П. Младеновски отново обърна внимание, че тези сметки са към 31 март. Ако се види как от м. април цената на газа расте, когато се преизчислят накрая тези 26 млн., няма

да се стопят напълно, но ще станат значително по-малко. Имайки предвид как в последните месеци расте цената на квотите въглеродни емисии (тъй като в доклада е работено със средна цена от 1 юли до 31 март) и се сложат и по-високите цени на емисии, в случая отрицателната корекция, т.е. това, което е недовзела „Топлофикация София“ ЕАД, ще стане по-голямо. Тази корекция най-вероятно ще се намали.

И. Иванов каза, че и в изложението е отбелязано, че поради динамиката в изменението на цените на природния газ и на емисиите във финалния вариант (вероятно в обяснителната записка към решението, което ще се приеме) могат да настъпят промени. Те зависят изцяло от външни за България фактори – европейския пазар на природен газ и платформата за търговия с емисии.

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

И. Иванов каза, че насрочва провеждането на отритото заседание на 02.06.2021 г. от 10:00 часа. Всички заявители по този доклад трябва да знаят, че срокът за представяне на становища изтича в 16:00 часа в същия ден, т.е. становищата трябва да бъдат предварително подготвени. След това на 03.06.2021 г. се насрочва закрито заседание за приемане на проекта на решение. Общественото обсъждане на проекта на решение ще се проведе на 07.06.2021 г. от 10:00 часа. Закритото заседание за приемане на решение от Комисията ще се проведе на 01.07.2021 г. И. Иванова каза, че изрично е изчел целия график на заседанията и сроковете, за да бъдат информирани не само работната група и членовете на Комисията, но и всички лица, които са заявители или са заинтересовани по разглежданите материали.

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

Р Е Ш И:

1. Приема доклад относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“ от 01.07.2021 г.;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 02.06.2021 г. от 10:00 ч.;

3. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. Определя срок за представяне на становища 16.00 часа на 02.06.2021 г.

5. За присъствено или виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани заинтересованите лица или други, упълномощени от тях представители на дружествата;

6. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето със **седем гласа „за”** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев – за, Ремзи Осман – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров – за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова - за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

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

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

Според чл. 35, ал. 2, т. 3 и т. 3а от ЗЕ за произтичащи от наложени задължения към обществото се приемат разходите от задължения за изкупуване на електрическа енергия 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 не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. На 31.03.2021 г. на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД е проведен един търг за 20 MW, с период на доставка съвпадащ с първата половина на следващия регулаторен период, на който е постигната цена от 111,50 лв./MWh.

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърсните сделки, които по своята същност са стандартизирани финансови форуърдни сделки, тъй като реално те

представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „ден напред“.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на EEX[10] (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 HUDEX[11].

Фючърсите за българския пазар[12] за трето тримесечие на 2021 г. (Q3 2021) са на нива от 68,51 €/MWh (133,99 лв./MWh), за четвърто тримесечие на 2021 г. (Q4 2021) са на нива от 70,30 €/MWh (137,49 лв./MWh) или за второто полугодие на 2021 г. (H2 2021) цената следва да е около 69,41 €/MWh (135,74 лв./MWh). За първо тримесечие на 2022 г. (Q1 2022) и второ тримесечие на 2022 г. (Q2 2022), т.е. за първото полугодие на 2022 г. (H1 2022) липсват сделки.

Фючърсите за румънския пазар[3] за Q3 2021 са на нива от 68,96 €/MWh (134,87 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,05 €/MWh (138,96 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,01 €/MWh (136,92 лв./MWh). За първо тримесечие на 2022 г. (Q1 2022) и второ тримесечие на 2022 г. (Q2 2022), т.е. за първото полугодие на 2022 г. (H1 2022) липсват сделки.

Фючърсите за унгарския пазар[3] на EEX за Q3 2021 са на нива от 69,11 €/MWh (135,17 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,30 €/MWh (139,45 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,21 €/MWh (137,31 лв./MWh), за Q1 2022 – 72,06 €/MWh (140,94 лв./MWh), за Q2 2022 – 55,71 €/MWh (108,96 лв./MWh) или за H1 2022 – в размер на 67,05 €/MWh (131,13 лв./MWh).

Фючърсите за същия пазар на HUDEX[3] за Q3 2021 са на нива от 69,26 €/MWh (135,46 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,54 €/MWh (139,92 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,40 €/MWh (137,69 лв./MWh), за Q1 2022 – 71,55 €/MWh (139,94 лв./MWh), за Q2 2022 – 58,67 €/MWh (114,75 лв./MWh) или за H1 2022 – в размер на 65,11 €/MWh (127,34 лв./MWh).

Видно от горните данни, постигнатите цени за отделните тримесечия са изключително близки и съпоставими, като средните цени за второ полугодие на 2021 г. и първо полугодие на 2022 г. са на нива около 65-67 €/MWh. Анализът на постигнатите цени от началото на 2021 г. на регионалните пазари показва, че на платформата „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД средната цена е в диапазона от около 2-3 €/MWh по-ниска от тази на унгарския пазар, т.е. следва да е на нива около 63-64 €/MWh.

Основните движещи фактори за покачването на цените на европейските, съответно регионалните борси, са икономическото възстановяване на Европейския съюз след пандемията от COVID-19, обуславящо ръста на финансовите пазари и покачването на цените на емисиите CO_2. Съвкупното влияние на тези два фактора се прехвърля освен върху спотовите пазари и върху останалите сегменти, тъй като пазарите са свързани. 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. Европейската система за търговия с емисии (ETS) е инструмент, създаден за стимулиране на декарбонизацията на икономиката, което предполага, че цените следва да са достатъчно високи, за да компенсират преминаването от въглища към зелена икономика. Това е предпоставка ръстът на цените на емисиите CO_2 да продължи, тъй като според повечето анализатори за постигане на целта от 55% намаление на емисиите от ЕС, цените на квотите следва да се повишат до 80 €/тон. Следва, обаче, да се

[10] http://www.eex.com

[11] https://hudex.hu

[12] Данните са актуални към края на месец април 2021 г.

отчете и спекулативният елемент в резкия ръст на ETS пазара. Все по-голям дял в търговията с въглеродни емисии придобиват финансови дружества, в т.ч. и водещи инвестиционни банки, като Goldman Sachs и Morgan Stanley, както и големи хедж фондове. През последната година делът на инвестиционните фондове, притежаващи фючърси, е нараснал почти два пъти, което тясно корелира с последните промени в цените. Инвеститорите диверсифицират портфейлите си с ETS фючърси предвид политическата подкрепа към този инструмент и възможностите на Европейската комисия (ЕК) за намеса на този пазар чрез ограничаване на предлагането. Следва да се отчете обаче и фактът, че европейската търговия с емисии е политически проект, от който инвеститорите сравнително бързо могат да пренасочат инвестициите си при бичи растеж на капиталовите пазари. В тази връзка може да се направи извод, че пазарите са отчели в цените на фючърсите горните фактори, но отчитайки спекулативния елемент през последната година и прилагайки консервативен подход, прогнозната пазарна цена за следващия регулаторен период следва да се редуцира с допълнителни 3-4 €/MWh до около 60 - 61 €/MWh или 119 лв./MWh.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. е определена в размер на 119,00 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 с писмо с вх. № Е-13-41-30 от 16.04.2021 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2020 г. – 31.12.2020 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 2020 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 2020 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2020 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 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:

5. Независим преносен оператор:

Извършена е симулация на участието на ЕСО ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	80,61 лв./MWh
3	Групов коефициент Kt (p.2/p.1)	1,04915
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**124,85 лв./MWh**

6. Оператори на електроразпределителни мрежи:

Извършена е симулация на участието на „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	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	84,76 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (p.2/p.1)	1,10315
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**131,27 лв./MWh**

7. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия:

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – 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	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	80,76 лв./MWh
3	Групов коефициент Kc (p.2/p.1)	1,05104
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**125,07 лв./MWh**

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

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

„Е.В.Т. – Електра Волт Трейд“ АД (ФЕЦ Е.В.Т. – Електра Волт Трейд), „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД (ФЕЦ PV-централа 1), „Би Си Ай Казанлък 2“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 8“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 9“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 10“ ЕООД и „Уинд Форс БГ“ ЕООД (ФЕЦ Чобанка), „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	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	72,01 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (р.2/р.1)	0,93723
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**111,53 лв./MWh**

9. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия:

Извършена е симулация на участието на „Еолика България“ ЕАД (ВяЕЦ Суворово), „Ей И Ес Гео Енерджи“ ООД (ВяЕЦ Свети Никола), „Калиакра Уинд Пауър“ АД (ВяЕЦ Калиакра), „Хаос Инвест – 1“ ЕАД (ВяЕЦ Вранино), „Ветроком“ ЕООД (ВяЕЦ Ветроком) и „ЕВН-Каварна“ ЕООД (ВяЕЦ Каварна) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	74,10 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (р.2/р.1)	0,96439
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**114,76 лв./MWh**

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

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

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	74,25 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (р.2/р.1)	0,96630
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**114,99 лв./MWh**

11. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:

Извършена е симулация на участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	77,10 лв./MWh
3	Групов коефициент Kb (р.2/р.1)	1,00337

4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**119,40 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 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., съответно за електропреносния оператор, електроразпределителните оператори и групите производители е, както следва:

1. Независим преносен оператор – 124,85 лв./MWh;

2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 131,27 лв./MWh;

3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 125,07 лв./MWh;

4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 111,53 лв./MWh;

5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 114,76 лв./MWh;

6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 114,99 лв./MWh;

7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 119,40 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-14-24-4 от 01.04.2021 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление с вх. № Е-13-12-3 от 08.04.2021 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-6 от 31.03.2021 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-34-1 от 31.03.2021 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД, заявление с вх. № Е-14-09-5 от 01.04.2021 г. от „Топлофикация Русе“ АД и заявление с вх. № Е-13-01-15 от 02.04.2021 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) относно ВЕЦ-овете, собственост на дружеството.

КЕВР определя прогнозна 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 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-29 от 01.07.2020 г. в частта по т. II.2. на КЕВР на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 54,77 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 831 696 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 186 584 MWh.

Със заявление с вх. № Е-14-24-4 от 01.04.2021 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия – 56,87 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 213 768 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 117 247 хил. лв.; консумативи – 1 703 хил. лв.; други променливи разходи – 1 661 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 1 661 хил. лв.; вноски за фонд „РАО“ и за фонд „ИЕ ЯС“ – 93 157 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 613 840 хил. лв., в т.ч.: разходи за заплати – 150 895 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 40 733 хил. лв.; социални разходи – 26 366 хил. лв.; разходи за амортизации – 172 871 хил. лв.; разходи за ремонт – 89 028 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 133 947 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 59 603 хил. лв.;

– Нетна електрическа енергия – 15 601 067 MWh;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 16 453 721 MW*h.

Ценообразуващите елементи са определени от дружеството при следните допускания:

– цената на електрическата енергия възстановява икономически обоснованите 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 2,9%, при оборотен капитал 75 686 хил. лв. и регулаторна база на активите 2 053 810 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 в режим на 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 ядрените енергийни блокове (ЯЕБ) през 2021 г. съгласно процедурата в Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС); прогнозни режими на работа на ЯЕБ през 2021–2022 г. съгласно плана за развитие на дружеството; планови престои за ПГР: 36

календарни дни на ЯЕБ № 6 през второ полугодие на 2021 г., 38 дни на ЯЕБ № 5 през първо полугодие на 2022 г. Продължителността на планираните престои отчита критичните линии за изпълнение на планирания обем дейности при спрян блок (годишен ремонт, техническо обслужване, специализиран контрол и диагностика, презареждане, реконструкции и други, съгласно утвърдени ремонтна програма, инвестиционна програма, програмите за повишаване на безопасността и за удължаване на ресурса; допустима непланова неготовност – 1%, при световна тенденция за АЕЦ в експлоатация – до 3%;

– 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 със 7% спрямо отчетения за 2020 г.;

– разходите за амортизации за обекти от електропроизводството са прогнозирани в размер на 172 871 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 3 942 хил. лв. Прогнозният размер на амортизациите е до размера на отчетната стойност на амортизационните отчисления за 2020 г.;

– обемът на дейностите за техническо обслужване и ремонт (ТОиР) през 2020 г., предходния и предстоящия регулаторен период е съобразен с изискуемата периодичност, вид и обхват на дефектовката, ТОиР съгласно дългосрочния перспективен ремонтен график. Предвидените средства за ремонт за регулаторния период са на стойност 89 028 хил. лв. и не включват разходи, които увеличават стойността на активите. По-високите прогнозни разходи за ремонт спрямо отчетените през 2020 г. се дължат на неосъществяването на част от ремонтните дейности, планирани за изпълнение от чуждестранни компании във връзка с обявеното с Решение от 13.03.2020 г. на Народното събрание на Република България извънредно положение в резултат от разпространението на COVID-19. С цел недопускане възможността за заразяване на персонала и осигуряване безопасната работа на 5 и 6 ядрени енергийни блокове, „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предвидило задължителни защитни мерки, което е наложило изместването на част от ремонтните дейности в следващ период. Увеличението се дължи основно на: увеличени обеми текущи и основни ремонти на оборудване, включено в дългосрочния график за ТОиР, увеличен обем на ремонт, настройка и изпитания на оборудване, наложено от програмата за продължаване срока на експлоатация и невключено досега в дългосрочния график за ремонт на оборудването, планирани основни ремонти, вследствие дефектовка на оборудване от предходния ПГР и др.;

– разходите, пряко свързани с дейността по лицензията за производство на електрическа енергия, са прогнозирани на база нормативни изисквания и сключени договори;

– ядреното гориво е на стойност 117 247 хил. лв., като разходите за осигуряването му не са обвързани с 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;

– регулаторната база на активите (РБА) е определена на база на стойността на активите към 31.12.2020 г., пряко свързани с дейността производство на електроенергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и възлиза на 2 053 810 хил. лв. Представена е информация за разпределение на активите по блокове (5 и 6 ЯЕБ) Необходимият оборотен капитал, като част от РБА, възлиза на 75 686 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 2,90 %, при НВ на собствения капитал – 2,59 % и НВ на привлечения капитал – 8,38 %.

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 ремонт са коригирани до отчетените през 2020 г. нива, от 89 028 хил. лв. на 70 643 хил. лв., представляващи отчетените през базисната година такива разходи, в размер на 66 889, към които са прибавени 3 754 хил. лв. за неизпълнени дейности през 2020 г. За предходния регулаторен период дружеството е заявило разходи за ремонт в размер на 70 643 хил. лв., като неизпълнението е в размер на 3 754 хил. лв. и се дължи на неосъществяването от чуждестранни компании на част от планираните ремонтни дейности поради Решение от 13.03.2020 г. на Народното събрание на Република България за обявяване на извънредно положение, обн. ДВ, бр. 22 от 2020 г. във връзка с разпространението на COVID-19;

– Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са коригирани от 133 947 хил. лв. на 123 999 хил. лв., тъй като разходите за канцеларски материали, застраховки, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, проверка на уреди, почистване и озеленяване на площадката, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, услуга по предоставяне на безплатна храна, услуга водоподаване, обучения и квалификации, специфични разходи, свързани с технологията на производство, научни разработки и документации, командировки, разходи за задължения по нормативни актове са признати на ниво отчет през 2020 г.;

– Променливите разходи са коригирани от 213 768 хил. лв. на 213 188 хил. лв., в резултат на корекция на разходите за консумативи и други променливи разходи до отчетените нива през базисната година.

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	15 601 067	15 601 067
2	Променливи разходи	хил.лв.	213 768	213 187
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	613 840	585 430
4	Възвръщаемост	хил.лв.	59 603	59 603
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	887 211	858 220
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	56,87	55,01

Предвид гореизложеното, цената за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изчислена 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.

2. „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД

С Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.3.1., КЕВР е утвърдила за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. на НЕК ЕАД цена за производство на електрическата енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД в размер на 85,01 лв./MWh, без ДДС.

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

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-15 от 02.04.2021 г. за утвърждаване на цени, дружеството е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 85,09 лв./MWh, без ДДС, формирана при следните условия:

– Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. от 3 235 034 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 2020 г., като е предвидено увеличение на елементите, върху които има влияние инфлацията;

– Дружеството обосновава прогнозираните по-високи с 1 370 хил. лв. разходи за ремонт за следващия регулаторен период спрямо отчетените през 2020 г. с необходимостта от гарантиране безопасността и сигурността на съоръженията;

– Разходите за работно облекло и въоръжена охрана са заявени съгласно сключените от НЕК ЕАД договори, като в тях е отразено и увеличението на минималната работна заплата в страната;

– Разходите за персонал са увеличени с 10%, като според дружеството е необходимо актуализиране на възнагражденията в НЕК ЕАД, тъй като такова не е извършвано в последните 5 години;

– Разходите за безплатна храна са определени съгласно действащата нормативна уредба -Наредба № 11 от 21.12.2005 г. за определяне на условията и реда за осигуряване на безплатна храна и/или добавки към нея и колективен трудов договор и са увеличени спрямо отчета за 2020 г., тъй като са обвързани с размера на минималната работна заплата за 2021 г.;

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

– Останалите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията, са увеличени с 2,6% прогнозна инфлация;

– Разходите за услугата водоподаване са увеличени спрямо базовата година с 10% предвид завишените разходи за охрана на обекти и ремонт, които са пряко свързани с изменението на размера на минималната работна заплата, който от началото на 2021 г. е увеличен с 6,5%;

– НЕК ЕАД включва в цената на ВЕЦ и разходи за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 42 916 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 пика;

– РБА е изчислена съгласно предварителния отчет за 2020 г. Използваната от дружеството НВ е в размер на 5,03%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 5,043% и НВ на собствения капитал от 4,50%.

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 2020 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Разходите, пряко свързани с лицензионната дейност, са коригирани от 18 631 хил. лв. на 18 340 хил. лв., като разходите за пощенски разходи, телефони, абонаменти и информационни услуги, разходите за вода, отопление и осветление, разходите за въоръжена и противопожарна охрана, разходите, класифицирани като други външни услуги и други разходи са признати на ниво отчет 2020 г.;

– Променливите разходи са коригирани от 109 346 хил. лв. на 105 943 хил. лв., тъй като поисканото увеличение спрямо базисната година на разходите за водоподаване не е обосновано;

– 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	3 235 034	3 235 034
2	Променливи разходи	хил.лв.	109 346	105 943
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	107 444	107 153
4	Възвръщаемост	хил.лв.	58 491	58 491
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	275 282	271 587
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	85,09	83,95

Предвид гореизложеното, цената на НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството, е изчислена в размер на 83,95 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 271 587 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 235 034 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-13-12-3 от 08.04.2021 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

– цена за енергия – 143,02 лв./MWh, без ДДС;
– цена за разполагаемост – 31,48 лв./MW*h, без ДДС;
– пълна цена за електрическа енергия – 193,40 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 929 904 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 224 905 хил. лв., консумативи – 18 251 хил. лв., други променливи разходи – 686 748 хил. лв. (такса услуга водоползване – 179 хил. лв., енергия за производствени нужди – 530 хил. лв., депониране на пепелина – 3 430 хил. лв., разходи за закупени емисии CO_2 – 682 609 хил. лв.);

– Нетна електрическа енергия – 6 501 789 MWh;

– Условно-постоянни разходи – 256 529 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 70 998 хил. лв.;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 10 403 840 MW*h.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 6 501 789 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 929 904 хил. лв., като дружеството включва горива за производство: местни въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД, мазут и природен газ, разходи за закупени CO_2 квоти, 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 221 931 хил. лв. при запазване на действащата цена от 77,00 лв./тУГ;

– Предвидените разходи за гориво за разпалване са на обща стойност 2 974 хил. лв. и включват разходи за мазут – 295 хил. лв. и разходи за природен газ (метан) 2 679 хил. лв. Планираните разходи за природен газ са изчислени въз основа на цената за промишлени потребители по приложена фактура от „Ситигаз България“ ЕАД, в размер на 578,55 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 количество варовик от 679 581 тона, използвано за сероочистване на димните газове, като съгласно подписаните договори за доставка планираните разходи за варовик възлизат на 17 601 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 8 725 312 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 682 609 хил. лв., като за изчислението е използвана цена от 40 евро/тон на база закупените от „Български енергиен холдинг“ ЕАД към момента на подаване на заявлението и настоящата пазарна ситуация.

Условно–постоянните разходи, заявени от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, включват пет основни подгрупи: 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 256 529 хил. лв. Планираните средства за работни заплати и осигуровки за новия ценови период са с 3,2% по-ниски от отчетените през 2020 г. и възлизат на 69 877 хил. лв. Разходите, свързани със социални осигуровки, възлизат на 31 408 хил. лв., като според дружеството тяхната стойност е в съответствие със социално-осигурителното законодателство. Планираните разходи за амортизации през новия ценови период са 99 147 хил. лв. Стойността на тази група разходи отбелязва минимално повишение спрямо отчета за 2020 г., съгласно който същите възлизат на 96 209 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 26 658 хил. лв. и завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2020 г., се дължи на планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение. Съгласно разглежданото заявление планираните от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД разходи за новия ценови период, пряко свързани с дейността на лицензията, възлизат на 29 439 хил. лв.

Изчислената от дружеството РБА възлиза на 1 399 867 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал в размер на 74 351 хил. лв. Използваната от дружеството НВ на собствения капитал (НВск) за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 5%, а на привлечения капитал (НВпк) – 4,73%, а среднопретеглената цена на капитала е 5,07%.

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 утвърдените от Комисията с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. и Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. квоти, както и Заповед № Е-РД-16-417 от 18.06.2019 г., Заповед № Е-РД-16-39 от 29.01.2020 г. и Заповед № Е-РД-16-295 от 25.06.2020 г. на министъра на енергетиката с оглед гарантиране сигурността на доставките на електрическа енергия.

Дружеството посочва, че отчетните данни за разходите, свързани с производството на електрическа енергия през 2020 г., формират значително по-висока стойност, спрямо прогнозните разходи, използвани от КЕВР при утвърждаване на регулираните цени, което се дължи на две обстоятелства:

– утвърждаваните цени от КЕВР се базират винаги на прогнозни данни, а колкото и прецизна да е прогнозата на регулатора, разликата с отчетните данни подлежи на регулаторен преглед относно икономическата обоснованост на разходите и последващо признаване и включване като част от необходимите приходи за следващия регулаторен период;

– влиянието на ценовите нива на международните борсови пазари до голяма степен е свързано с рискове, които не могат да бъдат планирани – такъв пример е резкият скок в цените на въглеродните емисии през 2020 г., който е предизвикал сериозни допълнителни разходи за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, съответно цената на електрическата енергия за клиентите на регулирания пазар се е увеличила двукратно спрямо прогнозата на КЕВР за предходния регулаторен период.

Във връзка с горното дружеството обръща внимание, че видно от представената отчетна информация за извършените разходи през 2020 г., променливите разходи на „ТЕЦ

Марица изток 2“ ЕАД надхвърлят значително стойността на регулаторно определените за съответния ценови период. Отчетените по-високи променливи разходи за 2020 г. основно са в резултат на разликата между прогнозната, използвана от КЕВР, и реално отчетените цени на квотите за емисии парникови газове. Признатите от КЕВР разходи за парникови газове при изчисляване на цената на електрическата енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. са в размер на 51,61 лв./MWh, а в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 – 55,94 лв./тон. Съгласно финансовия отчет на дружеството за 2020 г. реално отчетените разходи за закупените квоти за емисии са в размер на 104,99 лв./MWh. Детайлна информация за прогнозните и отчетени цени и количества е представена в таблицата по-долу:

	Компенсиране на разходите за квоти за емисии през 2020 г.				2021
	Показатели	Мярка	Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР за периода 01.01.2020 г. – 30.06.2020 г.	Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР за периода 01.07.2020 г. – 31.12.2020 г.	Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР за периода 01.01.2021 г. – 30.06.2021 г.
1	Общо нетно производство, съгласно подадено заявление от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и Решение на КЕВР	MWh	7 478 231	7 416 175	7 416 175
2	Признати разходи за квоти за емисии CO2, съгласно Решение на КЕВР	хил. лв.	385 966	414 837	414 837
2.1	Признати разходи за квоти за емисии CO2, съгласно Решение на КЕВР	лв./MWh	51,61	55,94	55,94
3	Реално произведена ел. енергия нето, в т.ч. на регулиран пазар, отчет 2020 г.	MWh	3 193 016	3 193 016	3 193 016
3.1	Продадена ел. енергия на НЕК- ОД за съответния период	MWh	1 549 031	1 495 715	1 104 285
4	Разходи за квоти емисии CO2, отчет	хил. лв.	335 243	335 243	335 243
5	Разходи за квоти емисии CO2, отчет	лв./MWh	104,99	104,99	104,99
6	Разлика между признати и отчетени разходи за квоти емисии CO2	лв./MWh	53,38	49,06	49,06
7	Разлика между признати и отчетени разходи за квоти емисии CO2	хил. лв.	82 688	73 373	54171
8	Общ размер на компенсация за разходите квоти емисии CO2	хил. лв.			210 233

Според производителя вследствие на разликата между изчислените от КЕВР в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. компенсации за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в размер на 95 609 хил. лв. и изчислените такива от ФСЕС, формирани на база цената, определена от

КЕВР, Фондът превежда по-малки суми на НЕК ЕАД, който от своя страна съответно редуцира и плащането към централата. В тази връзка регулярно в рамките на текущия регулаторен период общественият доставчик уведомява „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за по-малкия размер платени суми, респективно и в съответствие с чл. 8 (4) от Споразумение № 20ИД-Х19А048/17020/23.07.2020 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД издава кредитни известия към НЕК ЕАД, като се очаква до края на регулаторния период сумата по тях да достигне 7 хил. лв.

Дружеството отбелязва, че на 22.01.2021 г. настъпва авария при извършване на технологична операция и задействане автоматичната защита на блок 5 на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, което е наложило активирането на блок 5 за времето от 10,52 ч. до 24,00 ч. и на блок 6 за времето от 10,11 ч. до 24,00 ч. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за гарантиране сигурността на енергийните доставки в национален мащаб, като дружеството няма сключен договор с ЕСО ЕАД и не е платена разполагаемост за студен резерв. Електрическата енергия, предоставена на ЕСО ЕАД, е заплатена по цена за регулиране нагоре, като разходите за пуск и последващо спиране на енергоблоковете, които са извънредни разходи над обичайните за производство на енергия, не са калкулирани в цената. Разходите за пуск и последващо спиране са в размер на 129 хил. лв., които следва да бъдат признати като компенсация.

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.

Във връзка с изложените аргументи, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД предявява искане за компенсиране на разходи, възлизащи общо на сума в размер на 210 369 хил. лв., както следва:

1. Действително отчетени разходи, подлежащи на компенсиране през 2020 г., както и за първото полугодие на 2021 г., в размер на 210 233 хил. лв., в т.ч.:

1.1. Разходи, подлежащи на компенсиране по Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР за периода от 01.01.2020 г. до 30.06.2020 г. – 82 688 хил. лв.;

1.2. Разходи, подлежащи на компенсиране по Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. – 127 545 хил. лв.

2. Компенсация за по-малкия размер платени суми в съответствие с чл. 8 (4) от Споразумение № 20ИД-Х19А048/17020/23.07.2020 г. и издадени кредитни известия към НЕК ЕАД – 7 хил. лв.

3. Компенсация за активиране на блок 5 и блок 6 от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за гарантиране сигурността на енергийните доставки в национален мащаб, като дружеството няма подписан договор с ЕСО ЕАД и не е платена разполагаемост за студен резерв – 129 хил. лв.

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 256 529 хил. лв. на 248 547 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за работно облекло, охрана на труда, както и разходите за ремонт до нивото, отчетено през базисната година. Необосновано е поисканото завишаване с 18% на разходите за ремонт, предвид ниската натовареност на централата през предходната календарна година.

Извършена е корекция на разходите за гориво за разпалване от 2 974 хил. лв. на 1 798 хил. лв., които представляват отчетената през базисната година стойност. Разходите за депониране на пепелина са преизчислени от 3 430 хил. лв. на 2 668 хил. лв., при отчетени за 2020 г. – 1 601 хил. лв., предвид планираната по-висока използваемост на централата спрямо базисната година. Предложената от дружеството стойност на разходите за CO_2 квоти в размер на 682 609 хил. лв.[13] е преизчислена на 805 442 хил. лв.[14]

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	6 501 789	6 501 789
2	Променливи разходи, в т.ч.:	хил.лв.	929 904	1 047 390
2.1.	Гориво за производство, консумативи, други променливи разходи	хил.лв.	247 295	245 324
2.2.	Разходи за емисии CO_2	хил.лв.	682 609	802 066
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	256 529	248 547
4	Възвръщаемост	хил.лв.	70 998	70 998
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	1 257 431	1 367 551
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	193,40	210,33

Съгласно чл. 35, ал. 1 от ЗЕ енергийните предприятия имат право да предявят искане за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защитата на околната среда и енергийната ефективност. За такива разходи според чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ се признават и разходите, произтичащи от задължения, свързани със защитата на обекти, представляващи критична инфраструктура в енергетиката. В тази връзка енергийните предприятия подават периодично заявление пред Комисията за

[13] Стойността е изчислена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД при прогнозна цена на емисии CO_2 от 40,00 €/тон

[14] Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO_2 от 47,00 €/тон

компенсиране на тези разходи, като представят доказателства за тяхното основание и размер (чл. 35, ал. 3 от ЗЕ).

На дружеството не са признати разходи по чл. 35 от ЗЕ.

Дружеството е изложило аргументи относно квалифицирането на експлоатираната от него централа като стратегически обект от значение за националната сигурност, както и критична инфраструктура в сектор „Енергетика“, но не е посочило, нито е доказало, че реално е претърпяло разходи в тази връзка. Установяването на критичните инфраструктури се осъществява по правилата на Наредбата за реда, начина и компетентните органи за установяване на критичните инфраструктури и обектите им и оценка на риска за тях (НРНКОУРИООР). Наредбата е приложима за сектор „Енергетика“ – чл. 2, ал. 1 от НРНКОУРИООР. Според § 2 от Преходните и заключителни разпоредби на НРНКОУРИООР стратегическите обекти и дейности от значение за националната сигурност, определени в списъка-приложение към ПМС № 181 от 2009 г., обн., ДВ, бр. 59 от 2009 г., се приемат за установени критични инфраструктури. По силата на чл. 1, ал. 1 от ПМС № 181 от 2009 г. във връзка с т. V.2.3. от списъка – приложение към ПМС № 181 от 2004 г., „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е стратегически обект от значение за националната сигурност, както и установена критична инфраструктура в сектор „Енергетика“. В тази връзка има задължения, произтичащи от План за възстановяване, който се отнася за случаите на пълно разпадане на ЕЕС след тежки аварии. Съгласно чл. 131, ал. 1 от ПУЕЕС Планът за възстановяване се изготвя от оператора на електропреносната мрежа.

В допълнение, следва да се има предвид, че прилаганият метод за ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ не допуска компенсиране на разходи във връзка с прилагане на предходно ценово решение на КЕВР, каквото искане прави дружеството по отношение на Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. и Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР. При този метод за ценово регулиране Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторен период не по-кратък от една година, като следващ регулаторен преглед се извършва по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи – чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ. Според § 1, т. 15 от Допълнителната разпоредба 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 тази връзка, необосновани се явяват претенциите на заявителя за допълнително компенсиране на разходи в размер на 210 233 хил. лв., дължащи се на разликата между прогнозната цена, използвана от КЕВР, и реално отчетените цени на квотите за емисии парникови газове.

Необосновано е също така и искането на дружеството за допълнителни 7 хил. лв., поради разлика между размера на изчислената от КЕВР в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. стойност на разходите, произтичащи от наложени задължения към обществото - количествата електрическа енергия, предоставени от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД на обществения доставчик за нуждите на регулирания пазар въз основа на заповед на министъра на енергетиката, в размер на 95 609 хил. лв. и изчисленията на ФСЕС. Посочената в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР стойност представлява лимитът, над който ФСЕС не следва да компенсира обществения доставчик, а месечните компенсации се изчисляват като произведение от предоставеното количество електрическа енергия и разликата между изчислената цена на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД (до втория знак след десетичната запетая) и прогнозната цена на електрическата енергия на дружеството, използвана при изчисляването на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните

снабдители (до втория знак след десетичната запетая).

Неоснователно се явява и искането на дружеството за компенсация на разходите за пуск и последващо спиране на активираните на 22.01.2021 г. енергийни блокове 5 и 6, тъй като от една страна за последните не е платена цена за разполагаемост за студен резерв, а от друга тези разходи са извънредни над обичайните за производство на енергия и не са калкулирани в заплатената му цена за регулиране нагоре. Действията по сключването на договор за предоставяне на разполагаемост за студен резерв, съответно предоставянето на услугата и разплащанията по такъв договор, представляват търговски отношения между ЕСО ЕАД и съответния доставчик на студен резерв, тоест не е възможно производителят да търси от Комисията парична компенсация, произтичаща от такъв тип отношения. Следва да се има предвид също така, че цената за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре се определя в размер на Цпдн + 100 лв., където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД. В конкретния случаи на 22.01.2021 г. между 10:00 ч. и 24:00 ч., цената за регулиране нагоре надвишава 210 лв./MWh. Размерът на тази цена надхвърля значително пазарната цена за съответните часове, като една от причините за определянето на такава висока цена е същата да е в състояние да покрие и подобни извънредни разходи на доставчиците на балансираща енергия.

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е изчислена в размер на 210,33 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 1 367 551 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 6 501 789 MWh.

4. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ ЕАД

С Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.4., КЕВР е утвърдила за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. на „ТЕЦ Бобовдол“ ЕАД цена, по която дружеството продава електрическа енергия на обществения доставчик, в размер на 98,63 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи от 184 435 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия –1 870 000 MWh.

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

Със заявление с вх. № Е-14-33-6 от 31.03.2021 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

– цена за енергия – 143,20 лв./MWh, без ДДС;

– цена за разполагаемост – 24,41 лв./MW*h, без ДДС;

– пълна цена за електрическа енергия – 179,11 лв./MWh, без ДДС.

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

- Променливи разходи – 223 818 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 142 448 хил. лв.; гориво за разпалване (мазут) – 2 952 хил. лв.; консумативи – 78 417 хил. лв., от които разходи за закупени емисии CO_2 – 59 393 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 44 462 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 11 677 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 2 299 380 MW*h;
- Нетна електрическа енергия – 1 563 000 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложени параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 1 800 000 MWh;
- собствени нужди – 13,17%;
- нетна електрическа енергия – 1 563 000 MWh;
- брутен специфичен разход условно гориво – 376,4 г.у.г./kWh;
- нетен специфичен разход условно гориво – 433,47 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 разходи за консумативи са запазени отчетените за базовата година стойности, индексирани според официално отчетената инфлация. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД включва разходите за квоти парникови газове по цена от 40,00 €/тон.

Цената за разполагаема мощност „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД обосновава при заложени 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 – 5,52%, при оборотен капитал 83 009 хил. лв. и регулаторна база на активите – 211 576 хил. лв.

Дружеството разпределя постоянните разходи на централата по следния начин: 80% за топлофикационната част и 20% за кондензационната част в съответствие с относителния им дял в производството на електрическа енергия през отчетния период.

За регулаторния период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозира разходите за заплати да са в размер на 15 905 хил. лв., съответстващи на разходите за заплати през 2020 г., увеличени с 10%, поради дългия период, в който заплатите не са коригирани. 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 11 527 хил. лв., формирани на база отчет 2020 г. и прогноза по амортизационния план за 2021 г. за дълготрайните материални активи на централата. Разходите за ремонти са 4 432 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. Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са 8 121 хил. лв., определени на база отчет 2020 г.

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 44 462 хил. лв. на 44 178 хил. лв., вследствие на извършена корекция на разходите за работно облекло, наеми, както и разходите за ремонт до нивото, отчетено през базисната година.

По отношение на променливите разходи на дружеството, разходите за хидратна и негасена вар за сероочистваща инсталация (СОИ) 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 парникови газове са преизчислени от 59 393 хил. лв.[15] на 69 787 хил. лв.[16]

Необходимият оборотен капитал е коригиран от 83 009 хил. лв. на 32 825 хил. лв., с оглед на което и РБА, част от която е оборотният капитал, е преизчислена от 211 576 хил. лв. на 178 751 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 обосновало 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	1 563 000	1 563 000
2	Променливи разходи	хил.лв.	223 818	229 899
2.1.	Гориво за производство, консумативи, други променливи разходи	хил.лв.	164 424	160 112
2.2.	Разходи за емисии CO_2	хил.лв.	59 393	69 787
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	44 462	44 231
4	Възвръщаемост	хил.лв.	11 677	9 865
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	279 956	283 995
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	179,11	181,70

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е изчислена в размер на 181,70 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 283 995 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 563 000 MWh.

5. „ТЕЦ МАРИЦА 3“ АД

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

Със заявление с вх. № Е-14-34-1 от 31.03.2021 г. „ТЕЦ Марица 3“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 195,64 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 19,49 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 227,24 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 79 234 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 25 666 хил. лв.; консумативи – 430 хил. лв.; други променливи разходи – 3 062 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 159 хил. лв., закупена електрическа енергия – 1 937 хил. лв.,

[15] Стойността е изчислена от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД при прогнозна цена на емисии CO_2 от 40,00 €/тон

[16] Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO_2 от 47,00 €/тон

разходи за поддръжка – 250 хил. лв.; разходи за закупени емисии CO_2 – 49 043 хил. лв.; разходи за абсорбент – 1 033 хил. лв.;

- Условно-постоянни разходи – 11 891 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 909 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 656 640 MW*h;
- Нетна електрическа енергия – 405 000 MWh.

Производствената програма на „ТЕЦ Марица 3“ АД за новия ценови период предвижда производството на 405 000 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 79 234 хил. лв., като в нея дружеството включва горива за производство: местни въглища от 709 983 т., природен газ, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: енергия за собствени нужди, депониране на пепелина и разходи за закупени CO_2 квоти. 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 24 469 хил. лв. Очаква се специфичният разход на условно гориво за бруто произведена електроенергия да е 434.0 гр./kWh. Разходи за биомаса – 876 хил. лв. Действаща средна цена на гориво – 125,45 лв./тУГ;
- разходите за газ за разпалване и стабилизиране на горивния процес са на обща стойност 321 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 цена от КЕВР;
- 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 1 033 хил. лв.

По отношение на условно-постоянните разходи дружеството планира средства за работни заплати и осигуровки за регулаторния период 01.07.2021 – 30.06.2022 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 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. са по-високи спрямо отчетените през 2017 г., като прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „ТЕЦ Марица 3“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. 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 1 650 хил. лв. Дружеството обосновава завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2017 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 7 839 хил. лв.

„ТЕЦ Марица 3“ АД заявява норма на възвръщаемост на собствения капитал за определяне на цената за разполагаемост в размер на 11,59%.

5.2. Ценообразуващи елементи

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД, се установява, че след 2017 г. централата почти не е функционирала и липсват обективни отчетни данни за базисната година, в резултат на което не е възможно да се извърши пълен анализ и оценка на предлаганите от дружеството стойности на отделните групи разходи. В тази връзка и отчитайки среднопретеглената цена на дружеството, постигната през 2017 г., в размер на 283,29 лв./MWh, предложените от „ТЕЦ Марица 3“ АД стойности на променливите и условно-постоянните разходи не са коригирани. В заявлението на дружеството липсват данни относно начинът на изчисление на разходите за закупени CO_2 квоти.

Коригирана е предложената от дружеството норма на възвръщаемост от 11,59% на 6,27%, вследствие на корекция на нормата на възвращаемост на собствения капитал до нивата на останалите дружества в сектор „Енергетика“ и предвид факта, че получената стойност от 11,59% не почива на обективни икономически показатели, а се дължи на отрицателния собствен капитал на „ТЕЦ Марица 3“ АД.

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	420 000	420 000
2	Променливи разходи	хил.лв.	79 234	79 234
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	11 891	11 891
4	Възвръщаемост	хил.лв.	909	492
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	92 034	91 617
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	227,24	226,21

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД е изчислена в размер на 226,21 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 91 617 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 420 000 MWh.

6. „ТОПЛОФИКАЦИЯ РУСЕ“ АД

6.1. Анализ и оценка на предоставената от „Топлофикация Русе“ АД прогнозна информация.

Със заявление с вх. № Е-14-09-5 от 01.04.2021 г. „Топлофикация Русе“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

– цена за енергия – 197,83 лв./MWh, без ДДС;

– цена за разполагаемост – 5,70 лв./MW*h, без ДДС;

– пълна цена за електрическа енергия – 203,53 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 116 700 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 75 370 хил. лв., от които местни въглища – 29 597 хил. лв. и природен газ – 45 772,96 хил. лв.; консумативи – 0 хил. лв.; други променливи разходи – 41 330 хил. лв., от които разходи за закупени емисии CO_2 – 41 324 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 3 112 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 – 1 500 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 116 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 252,3 хил. лв.;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 589 893 MW*h;

– Нетна електрическа енергия – 589 893 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложени параметри:

– произведена електрическа енергия бруто – 662 400 MWh;

– собствени нужди – 10,95%;

– нетна електрическа енергия – 589 893 MWh;

– брутен специфичен разход условно гориво – 376,5 г.у.г./kWh;

– нетен специфичен разход условно гориво – 422,78 г.у.г/kWh.

6.2. Ценообразуващи елементи

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „Топлофикация Русе“ АД, се установява, че през базисната година централата почти не е функционирала (произведената енергия представлява едва 6% от разполагаемата мощност на блока), като липсват обективни отчетни данни за базисната година, в резултат на което не е възможно да се извърши пълен анализ и оценка на предлаганите от дружеството стойности на отделните групи разходи. В тази връзка и отчитайки обстоятелството, че дружеството планира да увеличи производството 14 пъти със съпоставими на отчетените през предходната година условно-постоянни разходи (разликата се дължи на включени разходи за ремонт в размер на 1 500 хил. лв., каквито не са отчетени през 2020 г.), предложените от „Топлофикация Русе“ АД, стойности на променливите и условно-постоянните разходи не са коригирани, с изключение на разходите за закупени CO_2 квоти, които са коригирани от 41 324 хил. лв.[17] на 42 875 хил. лв.[18]

[17] Стойността е изчислена от „Топлофикация Русе“ АД при прогнозна цена на емисии CO_2 от 45,30 €/тон

[18] Стойността е преизчислена при прогнозна цена на емисии CO_2 от 47,00 €/тон

Коригирана е предложената от дружеството норма на възвръщаемост от 6,87% на 5,17%, вследствие на корекция на нормата на възвращаемост на собствения капитал до нивата на останалите дружества в сектор „Енергетика“.

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	589 893	589 893
2	Променливи разходи	хил.лв.	116 700	118 251
2.1.	Гориво за производство, консумативи, други променливи разходи	хил.лв.	75 376	75 376
2.2.	Разходи за емисии CO_2	хил.лв.	41 324	42 875
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	3 112	3 112
4	Възвръщаемост	хил.лв.	252	190
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	120 064	121 552
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	203,53	206,06

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „Топлофикация Русе“ АД е изчислена в размер на 206,06 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 121 552 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 589 893 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 изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители. По този начин се гарантират количествата електрическа енергия, необходими на крайните снабдители за снабдяване по регулирани цени на обекти на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниво ниско напрежение, когато тези клиенти не се снабдяват от друг доставчик (чл. 93а, ал. 2 от ЗЕ).

Съгласно чл. 93а, ал. 1 от ЗЕ общественият доставчик НЕК ЕАД 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 – 3С 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 – 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с вх. № Е-13-01-15 от 02.04.2021 г. от НЕК ЕАД, вх. № Е-13-47-7 от 31.03.2021 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2021 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-11 от 31.03.2021 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-4 от 01.04.2021 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-3 от 08.04.2021 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-33-6 от 31.03.2021 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, вх. № Е-14-34-1 от 31.03.2021 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД и вх. № Е-14-09-5 от 01.04.2021 г. от „Топлофикация Русе“ АД. Използвана е и информация, постъпила с допълнително писмо с вх. № Е-13-77-5 от 24.03.2021 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД.

Въз основа на гореизложеното, за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 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:

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители					
	„ЧЕЗ Електро България“ АД	„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	„ЕСП Златни пясъци“ ООД	**ОБЩО**
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли 2021 г.	280 801	266 678	176 274	91	**723 844**
август 2021 г.	277 568	274 504	180 001	138	**732 211**
септември 2021 г.	276 080	239 242	161 914	76	**677 312**
октомври 2021 г.	317 334	270 448	187 815	31	**775 628**
ноември 2021г.	384 856	339 533	247 573	50	**972 012**
декември 2021 г.	503 479	460 993	319 480	71	**1 284 023**
януари 2022 г.	566 761	489 322	325 649	65	**1 381 797**
февруари 2022 г.	430 882	391 990	272 217	53	**1 095 142**
март 2022 г.	395 496	367 409	266 717	46	**1 029 668**
април 2022 г.	347 231	290 040	210 865	46	**848 182**
май 2022 г.	330 437	256 793	184 186	34	**771 450**
юни 2022 г.	273 983	250 734	168 509	41	**693 267**
07.2021 г. – 06.2022 г.	**4 384 908**	**3 897 686**	**2 701 200**	**742**	**10 984 536**

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 33 132 000 MWh, от които 10 984 536 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.

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 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., лв./MWh	Разлика в %
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	55,01	119,00	-53,77%
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	83,95	119,00	-29,45%
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	210,33	119,00	76,75%
4	„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	181,70	119,00	52,69%
5	„ТЕЦ МАРИЦА 3“ АД	226,21	119,00	90,09%
6	„Топлофикация Русе“ АД	206,06	119,00	73,16%

Видно от горната таблица, КЕВР не следва да определя разполагаемост на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД „ТЕЦ Марица 3“ АД и „Топлофикация Русе“ АД. 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, електрическата енергия по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия. Предвид прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. в размер на 119,00 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 четири 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.

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, тъй като от една страна същите не попадат в обхвата на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ, а от друга за тях са приложими критериите по чл. 24, ал. 2 от ЗЕ за по-ниска цена, сезонност и покриване на върхови товари.

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

№	Електрическа енергия по централи в MWh	Общо	За регулиран пазар	За свободен пазар
1	„Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 500	3 156 500	0
2	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	3 939 000	3 939 000	0
3	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 1 MW	212 924	212 924	0
4	Топлофикационни и заводски централи	4 410	4 410	0
5	**Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ**	**7 312 834**	**7 312 834**	**0**
6	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	2 900 000	2 900 000	0
7	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 235 034	771 702	2 463 332
8	**Общо количество енергия реализирано от НЕК ЕАД**	**13 447 868**	**10 984 536**	**2 463 332**

Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници под 500 kW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2020 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 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители							
	Производители в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	ВЕИ	**ОБЩО**

	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.21	32 567	223 200	223 200	223 200	180	21 497	**723 844**
авг.21	42 119	223 200	223 200	223 200	183	20 309	**732 211**
сеп.21	18 657	180 000	165 600	295 200	189	17 666	**677 312**
окт.21	48 858	44 700	357 600	312 900	198	11 371	**775 628**
ное.21	122 330	230 400	180 000	432 000	535	6 747	**972 012**
дек.21	50 260	483 600	372 000	372 000	577	5 586	**1 284 023**
яну.22	28 353	483 600	372 000	483 600	587	13 658	**1 381 797**
фев.22	37 359	369 600	302 400	369 600	562	15 622	**1 095 142**
мар.22	108 979	260 050	312 060	326 920	560	21 099	**1 029 668**
апр.22	125 086	177 010	216 000	302 400	548	27 137	**848 182**
май.22	135 235	44 640	223 200	342 240	223	25 912	**771 450**
юни.22	21 899	180 000	209 240	255 740	69	26 319	**693 267**
юли 2021-юни 2022	**771 702**	**2 900 000**	**3 156 500**	**3 939 000**	**4 410**	**212 924**	**10 984 536**

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 – 55,01 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 858 220 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 15 601 067 MWh;

– НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – 83,95 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 271 587 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 235 034 MWh.

IV. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, е в размер на 92,93 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 4,04 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – при необходими годишни приходи – 1 086 363 хил. лв. и енергия – 11 690 122 MWh.

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-15 от 02.04.2021 г. за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД е разработило прогноза за следващия регулаторен период при следните предпоставки и условия:

– количествата електрическа енергия, необходими за крайните снабдители, са по представените прогнози от крайните снабдители (с изключение на „ЧЕЗ Електро България“ АД), в размер на 11 333 779 MWh;

– количествата електрическа енергия, които общественият доставчик ще изкупува от производители на електрическа енергия от ВИ, са съгласно предоставените от дружествата прогнози;

– количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство са по предоставените от крайните снабдители прогнози;

– общото количество електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, предназначено за регулирания пазар, е прогнозирано в размер на 3 210 435 MWh;

– количества електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не са предвидени, предвид ограниченията съгласно условията на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ;

– количества електрическа енергия от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД не са предвидени, предвид ограниченията съгласно условията на чл. 21, ал. 1, т. 21, изр. 2 от ЗЕ;

– количествата електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД са в размер на 3 156 000 MWh;

– количествата електрическа енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са в размер на 4 310 744 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 – 5,54 лв./MWh.

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

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

– 10 894 536 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, предвид информацията, постъпила в КЕВР със заявление с вх. № Е-13-47-7 от 31.03.2021 г.от „ЧЕЗ Електро България“ АД;

– 2 463 332 MWh са предназначени за реализиране на борсовия пазар.

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

Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик				
	ПОЗИЦИЯ	Прогноза за регулаторния период		Средна цена на електрическата енергия
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	2 900 000	159 529	55,01
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 235 034	271 581	83,95
3	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 500	897 160	284,23
4	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	3 939 000	874 207	221,94
5	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	4 410	1 442	326,89
6	ВИ под 500 kW	212 924	71 905	337,70
7	**Средна покупна цена на обществения доставчик**	**13 447 868**	**2 275 824**	**169,23**

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, заложени 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 & NOx 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 2020 г.

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са съгласно доклад с вх. № Е-Дк-495 от 21.05.2021 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 5,08 лв./MWh.

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

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

Формиране на миксовата цена за енергия за клиентите на регулирания пазар				
	ПОЗИЦИЯ	Регулиран пазар		Средна цена на енергията за регулиран пазар, след компенсиране от ФСЕС
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	771 702	64 784	83,95
2	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	2 900 000	159 529	55,01
3	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 156 500	399 662	126,62
4	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	3 939 000	498 739	126,62
5	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	4 410	552	125,07
6	ВИ под 500 kW	212 924	24 011	112,77
7	Общо количество електрическа енергия необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	10 984 536	1 147 276	104,44
8	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“			5,08
9	**Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (р.7+р.8)**			**109,52**

Прогнозните пазарни цени на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници и на производителите с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изчислени съгласно раздел IIIа от НРЦЕЕ. С оглед равнопоставеност на производителите, идентичен подход е използван при определянето на прогнозната пазарна цена на тези със сключени СИЕ, като е използван коефициент, съгласно отчетните данни и предложението на НЕК ЕАД по заявление с вх. № Е-13-01-15 от 02.04.2021 г.

Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е 109,52 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 5,08 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 1 203 078 хил. лв. и енергия – 10 984 536 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, приходите от която цена се управляват от ФСЕС с оглед покриване на разходите на обществения доставчик по чл. 93а, чл. 94 от ЗЕ и премиите за производителите по чл. 162а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г. – чл. 36б от ЗЕ.

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. 93а и чл. 94 от ЗЕ през новия ценови период;

– разходи за компенсиране на разходи за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. на обществения доставчик;

– разходи за компенсиране на ФСЕС във връзка с Наредба № Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г. за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници (ННТРЕВИ);

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

Прогнозните приходите на Фонда за периода 01.07.2021 г. – 01.06.2022 г. са оценени на 1 789 199 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 1 458 128 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.

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 334 415 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 съгласно изискването на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

Със Заповед № Е-РД-16-295 от 25.06.2020 г. министърът на енергетиката на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ е определил на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. обща годишна квота в размер на 2 600 000 MWh за задължително изкупуване на електрическа енергия, произведена от местни първични източници на гориво, представляващи приблизително 8,14% от цялата първична енергия, необходима за производство на електрическа енергия, консумирана в страната през календарната 2019 г. По силата на чл. 93а, ал. 1, т. 3 от ЗЕ тази обща годишна квота следва да бъде изкупена от обществения доставчик, а според чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ разходите във връзка с тази заповед са разходи, произтичащи от наложено задължение към обществото. Произтичащите от посочената заповед разходи са взети предвид при утвърждаването на цената за задължения към обществото с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР. Тази заповед е изменена със Заповед № Е-РД-16-377 от 05.05.2021 г. на министъра на енергетиката, като общата годишна квота е увеличена в размер на 2 900 000 MWh, съответно процента на първичната енергия е увеличен на 9,08%. Съгласно чл. 70, ал. 1 във връзка с ал. 4 от ЗЕ министърът на енергетиката може да налага на енергийните предприятия допълнителни задължения за обслужване на обществото, като извършените от енергийните предприятия допълнителни разходи се признават като разходи по чл. 35 от ЗЕ. С последната заповед се гарантира сигурността и непрекъснатостта на доставките на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар до края на регулаторния период.

Предвид факта, че разходите във връзка със Заповед № Е-РД-16-377 от 05.05.2021 г. на министъра на енергетиката са възникнали за обществения доставчик през ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г., същите следва да бъдат остойностени по изчислените разходи за произведен 1 MWh в т. II.3. от мотивите на Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, като определената компенсация от 95 609 хил. лв. се актуализира на 106 641 хил. лв. на база променения размер на количеството електрическа енергия от 2 600 000 MWh на 2 900 000 MWh. В тази връзка НЕК ЕАД следва да получи от ФСЕС компенсация в размер на 11 032 хил. лв., която представлява разликата между определените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. разходи и техния актуализиран размер. Тази компенсация следва да се покрие от допълнително генерираните във ФСЕС средства, вследствие на увеличени приходи до края на настоящия регулаторен/ценови период, спрямо заложените в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., изменено с Решение № Ц-10 от 24.02.2021 г.

Със средства от увеличените приходи по-горе ФСЕС следва да компенсира обществения доставчик със 106 хил. лв. във връзка с искане пред НЕК ЕАД за възстановяване на недовзета помощ по Наредба Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г., на основание писмо № Е-Е-ДП-132/28.01.2021 г. от Министерство на енергетиката.

Разходите, които фондът следва да покрива от приходите си през периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г., са представени в следващата таблица:

Разпределение на средствата от приходите във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“		
		хил. лв.
1.	Компенсация на обществения доставчик за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ.	88 568

2.	Компенсация на обществения доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ цена за достъп до електропреносната мрежа за производители.	17 136

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-16-377 от 05.05.2021 г. на министъра на енергетиката. По отношение на останалите разходи, предявени от обществения доставчик за възстановяване, след допълнителен анализ и проверка, в която да се установи техният реален размер, както и каква част от тях следва да бъдат класифицирани реално като тарифен дефицит, следва да се изготви дългосрочен механизъм, чрез който тези некомпенсирани средства да бъдат възстановени на дружеството от ФСЕС през следващи регулаторни/ценови периоди при спазване на принципите, заложени 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 снабдители и на операторите на електропреносни 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). Предявените от обществения доставчик за компенсация от ФСЕС разходи, свързани с постановени от КЕВР решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за изминали регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения преди 2018 г., не са включени в цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, тъй като същите се компенсират от надвзетите средства от компонентата за енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в резултат на по-малкото изкупени количества електрическа енергия от комбинирано производство спрямо включените в цената за задължения към обществото.

Предвид горното, приходите на ФСЕС, които могат да се използват за намаляване на цената за задължения към обществото, са в размер на 1 683 494 хил. лв.

Разходите, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото, са представени по-долу.

Разходите на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и по сключените СИЕ, които следва да бъдат компенсирани от ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на тази електрическа енергия и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

Прогнозната пазарна цена и разходите за ВИ са представени в следващата таблица:

		Количества	Разходи по преференциална цена	Прогнозна пазарна цена	Средства за компенсиране	Компонента от цената
		MWh	хил. лв.	лв./MWh	хил. лв.	лв./MWh
I	**ВЕЦ < 10 МВт**	**614 082**	**95 324**	**114,99**	**24 711**	**0,75**
1	ФОНД	571 238	89 390	114,99	23 704	0,72
2	НЕК	42 844	5 933	114,99	1 007	0,03
II	**ВяЕЦ**	**1 291 578**	**239 350**	**114,76**	**91 128**	**2,75**
1	ФОНД	1 283 597	238 074	114,76	90 768	2,74

2	НЕК	7 981	1 276	114,76	360	0,01
III	**ФтЕЦ**	**1 267 235**	**615 912**	**111,53**	**474 577**	**14,32**
1	ФОНД	1 116 464	556 537	111,53	432 017	13,04
2	НЕК	150 771	59 375	111,53	42 560	1,28
IV	**Биомаса**	**297 350**	**102 237**	**119,40**	**66 733**	**2,01**
1	ФОНД	286 022	96 916	119,40	62 765	1,89
2	НЕК	11 328	5 321	119,40	3 968	0,12
V	**Общо ВЕИ**	**3 470 246**	**1 052 822**	**114,02**	**657 149**	**19,83**
1	ФОНД	3 257 322	980 917	114,10	609 255	18,39
2	НЕК	212 924	71 905	112,77	47 894	1,45

Прогнозната пазарна цена и разходите за електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са представени по-долу, както следва:

		Количества	Разходи по преференциална цена	Прогнозна пазарна цена	Средства за компенсиране	Компонента от цената
		MWh	хил. лв.	лв./MWh	хил. лв.	лв./MWh
I	**ВЕКП**	**2 977 516**	**658 841**	**125,07**	**286 443**	**8,65**
1	ФСЕС	2 973 106	657 399	125,07	285 553	8,62
2	НЕК ЕАД	4 410	1 442	125,07	890	0,03

Формирането на цената за задължения към обществото е представено по-долу:

Формиране на цена за задължения към обществото				
		Потребление на вътрешен пазар, MWh	Разходи за компенсиране, хил.лв.	Компонента от цената, лв./MWh
1	**ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1“**	**33 132 000**	**308 823**	**9,32**
1.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1“	33 132 000	497 498	15,02
1.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 132 000	-	-
1.1.2.	НЕК ЕАД	33 132 000	497 498	15,02
1.2.	Приходи от Фонд "Сигурност на електроенергийната система"	33 132 000	-188 675	-5,69
2	**ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“**	**33 132 000**	**233 073**	**7,03**
2.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	33 132 000	375 469	11,33
2.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 132 000	-	-
2.1.2.	НЕК ЕАД	33 132 000	375 469	11,33
2.2.	Приходи от Фонд "Сигурност на електроенергийната система"	33 132 000	-142 395	-4,30
3	**ВЕИ**	**33 132 000**	**0**	**0,00**
3.1.	Некомпенсирани разходи за ВЕИ	33 132 000	657 149	19,83
3.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 132 000	609 255	18,39
3.1.2.	НЕК ЕАД	33 132 000	47 894	1,45
3.2.	Приходи от Фонд "Сигурност на електроенергийната система"	33 132 000	-657 149	-19,83
4	**Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия**	**33 132 000**	**104 479**	**3,15**
4.1.	Некомпенсирани разходи за централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	33 132 000	286 443	8,65

4.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 132 000	285 553	8,62
4.1.2.	НЕК ЕАД	33 132 000	890	0,03
4.2.	Приходи от Фонд "Сигурност на електроенергийната система"	33 132 000	-181 964	-5,49
5	**Приходи от Фонд "Сигурност на електроенергийната система" за намаляване на цената за задължения към обществото**	**33 132 000**	**-513 311**	**-15,49**
6	**ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО**	**33 132 000**	**133 065**	**4,02**

Съгласно чл. 34, ал. 6 и чл. 35, ал. 5 от ЗЕ невъзстановяемите разходи и тези за задължения към обществото се разпределят по прозрачен начин между всички крайни клиенти, включително ползващите електрическа енергия от внос, присъединени към електроенергийната система, оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи. Цената за задължения към обществото се изчислява върху цялото потребление на електрическа енергия в страната и съгласно чл. 35а от ЗЕ се заплаща от всички крайни клиенти, включително от оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, като за клиентите на регулирания пазар е включена в цената за активна енергия на крайните снабдители, а за клиентите на свободния пазар като добавка към договорената цена на електрическата енергия.

Въз основа на изложеното по-горе 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, е 4,02 лв./MWh, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 3,15 лв./MWh. Разходите, формиращи компонентата, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, ще бъдат компенсирани от посочените по-горе приходи на Фонда.

Предвид гореизложеното следва да бъде утвърдена цена за задължения към обществото, приходите от която се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, в размер на 4,02 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 3,15 лв./MWh. Цената за задължения към обществото се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, крайните снабдители, електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

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-13-41-29 от 09.04.2021 г.

1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-41-29 от 09.04.2021 г. ЕСО ЕАД е предложило:

– Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,54 лв./MWh, без ДДС;

– Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия в размер на 2,46 лв./MWh, без ДДС;

– Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, в размер на 5,43 лв./MWh, без ДДС;

– Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 11,91 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-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г. (лв./MWh)	Изменение, %
Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	0,45	0,54	**20,00%**
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	2,26	2,46	**8,85%**
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	5,28	5,43	**2,84%**
Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	10,30	11,91	**15,63%**

1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 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 32 315 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 16 970 хил. лв.;

1.1.3. Възвръщаемост – 528 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 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.2.1. Прогнозни количества електрическа енергия, доставена за продажба на територията на страната – 34 432 000 MWh;

1.2.2. Условно-постоянни разходи – 15 631 хил. лв.;

1.2.3. Разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 3 631 хил. лв.;

1.2.4. Разходи за автоматично вторично регулиране – 12 506 хил. лв.;

1.2.5. Разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 12 506 хил. лв.;

1.2.6. Възвръщаемост – 486 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 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.3.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена от ФЕЦ и ВяЕЦ – 2 950 000 MWh;

1.3.2. Условно-постоянни разходи – 1 339 хил. лв.;

1.3.3. Разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата – 311 хил. лв.;

1.3.4. Разходи за автоматично вторично регулиране – 1 072 хил. лв.;

1.3.5. Разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 4 493 хил. лв.;

1.3.6. Разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 8 760 хил. лв.;

1.3.7. Възвръщаемост – 42 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 3,00%.

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 й, и изходни условия, както следва:

1.4.1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 32 315 000 MWh;

1.4.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 285 537 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 – 80 292 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 24 791 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 42 902 хил. лв.;

1.4.3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 93 310 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос и остойностени по утвърдената в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цена;

1.4.4. Регулаторна база на активите – 2 021 830 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал (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 – 37 319 хил. лв.;

1.4.5. Норма на възвръщаемост – 3,00%;
1.4.6. Приходи от реактивна енергия – 16 000 хил. лв.;
1.4.7. Приходи от предоставяне на преносна способност – 42 000 хил. лв.;
1.4.8. Недовзет приход по чл. 27а от НРЦЕЕ – 15 111 хил. лв.;
1.4.9. Недовзет приход от постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период – 3 335 хил. лв.

2. Ценообразуващи елементи

2.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

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

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 16 970 хил. лв. на 15 296 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, вода, отопление и осветление, командировки, наеми, охрана на труда, обучение и квалификация, делегации, въоръжена и противопожарна охрана 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 12 360 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.	16 970	15 296
2	Възвръщаемост	хил.лв.	528	523
3	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил.лв.	17 498	15 819
4	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MW*h	32 315 000	32 315 000
5	**Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС**	**лв./MWh**	**0,54**	**0,49**

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 16 970 хил. лв. на 15 296 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, вода, отопление и осветление, командировки, наеми, охрана на труда, обучение и квалификация, делегации, въоръжена и противопожарна охрана 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 12 360 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 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., са отчетени параметрите на 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 01.07.2020 г. – 30.06.2021 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.	15 296
5	Възвръщаемост	хил. лв.	523
6	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	90 279

7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	37 382 000

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	90 279	37 382 000
Производители с динамично променяща се генерация	7 124	2 950 000
Производители с изкл. на производителите с динамично променяща се генерация	83 154	34 432 000

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.	84 701	83 154
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	34 432 000	34 432 000
3	**Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**2,46**	**2,42**

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, предоставянето на студен резерв и 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, студен резерв 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 преносната 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 ENTSO-E.

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

– увеличение на диапазона за вторично регулиране на фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с 9,5 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност;

– увеличение на диапазона за вторично регулиране на вятърни електрически централи (ВяЕЦ) със 7,8 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност.

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

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

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

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

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация			
№	**Позиция**	**Мярка**	**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.	7 124
3	Възвръщаемост	хил. лв.	60

4	Необходими приходи	хил. лв.	15 944
5	Прогнозни количества	MWh	2 950 000
6	**Цена за достъп**	**лв./MWh**	**5,40**

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 285 537 хил. лв. на 275 060 хил. лв., тъй като социалните разходи, разходите за канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, експертни и одиторски разходи, вода и отопление, охрана на труда, командировки, информационни услуги, други външни услуги, обучение и квалификация, 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 39 334 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 1 419 082 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е запазена на 3%.

Технологичните разходи по преноса на електрическа енергия са остойностени по 124,85 лв./MWh, в съответствие с определената по-горе прогнозна пазарна цена, към която е прибавена цената за задължения към обществото. Предложената от дружеството стойност на корекцията по чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на 3 335 хил. лв. не е коригирана.

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.	285 537	275 066
2	Възвръщаемост	хил. лв.	60 655	42 539
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	93 310	105 287
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.	3 335	3 335
6	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-16 000	-16 000
7	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-42 000	-42 000

8	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	384 836	368 226
9	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	32 315 000	32 315 000
10	**Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**11,91**	**11,39**

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

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,49 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 15 819 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 32 315 000 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 2,42 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 83 154 хил. лв. и количества електрическа енергия 34 432 000 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 5,40 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 15 944 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 2 950 000 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 11,39 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 368 226 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 32 315 000 MWh.

VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-90 от 31.03.2021 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-262-39 от 31.03.2021 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД и с вх. № Е-13-273-38 от 31.03.2021 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-13-09-8 от 30.03.2021 г., с което е предоставена прогнозна информация за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 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. Приложим метод за регулиране

За дружествата, получили лицензия за дейността „разпределение на електрическа енергия“, Комисията с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. е утвърдила, считано от 01.07.2018 г., приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“ и регулаторен период с продължителност 3 години, който изтича на 30.06.2021 г. В тази връзка за тези дружества Комисията съгласно чл. 3, ал. 7 от НРЦЕЕ следва да определи приложимия метод за регулиране за следващия регулаторен период, като се ръководи от принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ.

По отношение на енергийните предприятия, които осъществяват дейността „разпределение на електрическа енергия“, от 2005 г. КЕВР прилага метод за ценово регулиране „горна граница на приходи“, като цените за достъп и за пренос на електрическа енергия до/през електроразпределителните мрежи са утвърждавани при регулаторни периоди с продължителност, както следва: тригодишен (2005-2008 г.), петгодишен (2008-2013 г.), двугодишен (2013–2015 г.), тригодишен (2015-2018 г.) и тригодишен (2018-2021 г.).

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години, като след проведен регулаторен преглед Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ.

Регулаторната практика в Европа показва, че с оглед спецификата на дейността „разпределение на електрическа енергия“ най-подходящият метод за регулиране на цените за достъп и за пренос на електрическа енергия до/през електроразпределителните мрежи е методът „горна граница на приходи“. При този метод на регулиране енергийните дружества са мотивирани да работят по-ефективно, тъй като имат възможност да реализират допълнителна възвръщаемост, ако постигнат определените от регулатора целеви показатели. Посоченият метод насърчава бизнес активността и повишава ефективността на работа на регулираните дружества, тъй като е свързан с определяни от регулатора показатели за качество и критерии за изпълнението им. Последното е инструмент за осъществяване на регулаторна политика в защита на интересите на клиентите, тъй като необходимите приходи на енергийните предприятия за всеки ценови период се коригират в зависимост от изпълнението на показателите за качество на енергията, качество на обслужването през предходната година и с отчетените инвестиции. Основната цел на регулирането на цените чрез метода „горна граница на приходи“ е създаването на стимули за енергийните предприятия да намаляват своите разходи. Това се постига чрез определяне на приходи, респективно цени, които енергийното предприятие следва да получава за период от няколко години, независимо от размера на разходите, които прави през този период. В тази връзка стимулите предоставят на регулираното предприятие възможност да управлява свободно доходността от дейността си по време на определения регулаторен период. Утвърждаването на необходимите годишни приходи за дейността за първата година от регулаторния период и тяхното изменение само с корекционните фактори през останалите ценови години на регулаторния период осигурява

по-голяма прогнозируемост и инвестиции, насочени към постигане на целевите показатели, които да гарантират оптимизиране на разходите и подобряване ефективността на работата на дружествата.

При отчитане на горните аргументи, с оглед осигуряване на устойчивост на ценовото регулиране и предвид принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ е обосновано по отношение електроразпределителните дружества да бъде продължено ценовото регулиране чрез метода „горна граница на приходи“. В тази връзка при определяне на продължителността на следващия регулаторен период на тези дружества следва да бъдат взети предвид обстоятелствата: по-продължителен срок на регулаторния период би довел до по-голяма стабилност и прогнозируемост за електроразпределителните дружества и за крайните клиенти. От друга страна, по-кратък регулаторен период ще създаде възможност Комисията да провежда по-ефективен контрол върху електроразпределителните дружества по отношение на извършените разходи за осъществяване на лицензионната дейност по вид, обем и стойност, обема на извършените инвестиции, както и да прави оценка на постигнатия икономически ефект и влиянието му върху ефективността на работа и показателите за качество, изменението на потреблението на електрическа енергия, влиянието на промените в икономическите условия в страната и др.

С оглед гореизложеното е обосновано следващият регулаторен период за електроразпределителните дружества да бъде с продължителност 3 години. По този начин се балансират стимулите на електроразпределителните дружества и рисковете, произтичащи от по-продължителен регулаторен период, както за дружествата, така и за крайните клиенти.

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

В изпълнение на разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ е извършен регулаторен преглед, въз основа на който да бъдат утвърдени цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за първата година от 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 = Р + (РБА * НВ),*

където:

НП – необходими годишни приходи;

Р – годишните разходи за дейността по лицензията;

РБА – признатата от Комисията регулаторна база на активите;

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

След анализ на постигнатите резултати от електроразпределителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на

ценообразуващите елементи за първия ценови период от новия регулаторен период да бъде приложен единен подход, както следва:

2.1. Експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“

Предложените от дружествата разходи в тази група са признати на ниво отчет от базисната година. Допълнителна индексация на оперативните разходи не е прилагана, тъй като както за предходния, така и за настоящия регулаторен период в РБА, както и в амортизационните разходи са включени значителни средства за инвестиции, които освен за подобряване качеството на предлаганата услуга, следва да се използват за увеличаване ефективността на електроразпределителните дружества, което да доведе до намаляване на оперативните им разходи. Допълнителен аргумент представлява и обстоятелството, че операторите на разпределителни мрежи отчитат сериозен ръст на тази група разходи през базисната година, в сравнение с останалите две от регулаторния период, от което се налага изводът, че необходимата индексация във връзка с инфлацията през предходната година е предварително акумулирана.

2.2. Технологични разходи при разпределение на електрическа енергия

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ Комисията определя максимални размери на технологичните разходи на електрическа енергия, които могат да бъдат признати при ценовото регулиране при разпределение на електрическа енергия. С Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., Комисията е приела допустими нива на технологичните разходи за петия регулаторен период на електроразпределителните дружества, както следва:

- „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 8%;
- „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 8%;
- „Електроразпределение Север“ АД – 9%;
- „Електроразпределение Златни пясъци“ АД – 5%.

При извършения преглед на отчетените данни се установява, че е налице тенденция за намаляване на технологичните разходи на електроразпределителните дружества за петия регулаторен период. Всички дружества отчитат нива, които са под одобрените такива, което се явява предпоставка за преразглеждане на допустимия размер на загубите при разпределението на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи, независимо, че в заявленията си за цени операторите на разпределителни мрежи излагат аргументи за запазването им на нивата утвърдени за четвъртия и петия регулаторни периоди.

От една страна запазването на настоящия размер на загубите при разпределението на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи за шести регулаторен период ще отнеме стимулите на мрежовите оператори за тяхното по-нататъшно оптимизиране, което от своя страна ще доведе до необосновано завишаване на разходите на дружествата, които се включват в цените за крайните клиенти, от друга обаче следва да се отчетат и предизвикателствата, пред които са изправени предвид фундаменталния преход на енергийният сектор към устойчива и зелена икономика. Тази нова среда води до нови тенденции, създава и нови възможности за начина на използване, производство, пренос/разпределение и договаряне на енергия, което се случва с ускорени темпове. В същото време отчитайки опасността от повишаване на разходите си (основно загубите при разпределение и трансформация на електрическа енергия) електроразпределителните дружества поставят бариери пред присъединяванията на производители на електрическа енергия от ВИ, които наред с механизмите за оптимизация на потреблението и новите

технологии за съхранение и производство на електрическа енергия се явяват двигателя на тази трансформация, част от която на национално ниво е постигане на 27,09% дял на енергията от ВЕИ в брутното крайно потребление на енергия до 2030 г.[19] В тази връзка регулаторът следва да намери балансът между интересите на крайните клиенти, тези на разпределителните дружества и политиката на ЕК за декарбонизация на икономиката.

Независимо от обстоятелството, че електроразпределителните дружества следва да не поставят пречки пред присъединяванията на производители от ВИ, което ще се отрази върху технологичните разходи, предвид достигнатите нива на загубите през предходния регулаторен период и намеренията на дружествата да продължат да инвестират с цел намаляване на технологичния разход е обосновано да се приеме, че в резултат на вложените средства целевият размер на технологичните разходи при преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи през следващия регулаторен период следва да се намали с 0,5%, с изключение на „Електроразпределение Златни пясъци“ АД, както следва:

- за „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 7,5%;
- за „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 7,5%;
- за „Електроразпределение Север“ АД – 8,5%;
- за „Електроразпределение Златни пясъци“ АД – 5%.

Приложеният балансиран подход за плавно намаляване на технологичните разходи на операторите на разпределителни мрежи осигурява изпълнение на регулаторната политика за прозрачност, предвидимост и създаване на стимули за постигане на целите, поставени пред страната, като част от ЕС, за децентрализация на енергийната система, чрез увеличение на дела на електрическата енергия от ВИ и повишаване на енергийната ефективност.

2.3. Разходи за амортизации

Средните разходи за амортизации за петия регулаторен период са определени по следната формула:

$$AM = (AM_1+AM_2+AM_3)/3 - AM_ф + (2{,}5*AM_{И1}+1{,}5*AM_{И2}+0{,}5*AM_{И3})/3,$$

където:

AM – средни разходи за амортизации през петия регулаторен период;

AM_1, AM_2, AM_3 – разходи за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

$AM_ф$ – средна стойност на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин;

$AM_{И1}$, $AM_{И2}$, $AM_{И3}$ – разходи за амортизации на инвестициите през съответната година на регулаторния период.

По този начин коректно може да се определи стойността на амортизациите въз основа на конкретния оставащ полезен живот на съществуващите активи за всяка ценова година. За целите на ценообразуването е заложена средноаритметична стойност на разходите за амортизации на съществуващите активи за трите ценови години на шестия регулаторен период, като AM_1, AM_2 и AM_3 отразяват разходите за амортизации на

[19] Стратегия за устойчиво енергийно развитие на Република България до 2030 година с хоризонт до 2050 г.

съществуващите активи съответно за 2021 г., 2022 г. и 2023 г. При изчисленията на разходите за амортизации на инвестициите за периода 2021 г. – 2024 г. е спазена логиката при изчисляване на средната номинална стойност на инвестициите. Следва да се отбележи, че изчисленията са направени върху нетните инвестиции без инвестициите в активи, придобити по безвъзмезден начин.

2.4. Регулаторна база на активите

Съгласно разпоредбата на чл. 14 от НРЦЕЕ регулаторната база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал, и включва следните елементи:

$$РБА = А - Ф - АМ + ОК + И,$$

където:

РБА е регулаторната база на активите;

А – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Ф – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

АМ – амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод;

ОК – необходимият оборотен капитал;

И – размерът на инвестициите, одобрени от Комисията.

2.4.1. Балансова стойност на съществуващите активи

Балансовата стойност на съществуващите активи за шестия регулаторен период е определена като елемент от формулата за РБА, а именно:

$$А_Б = А - Ф – АМ ,$$

където:

$А_Б$ – средната балансовата стойност на съществуващите активи за шестия регулаторен период;

А – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Ф – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

АМ – амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод.

С оглед коректната калкулация на стойността на активите, върху които електроразпределителните дружества ще реализират възвръщаемост през шестия регулаторен период, балансовата стойност на активите, която ще бъде включена в РБА за периода, следва да отразява средната стойност на съществуващите възмездно придобити активи за 2021 г., 2022 г. и 2023 г. За целите на изчисляването, балансовата стойност на активите на дружествата към 31.12.2020 г. е коригирана със стойността на амортизационните отчисления за съответните ценови години от шестия регулаторен

период. В таблицата по-долу са представени стойностите на амортизациите, с които се намалява балансовата стойност на активите за базисната година по ценови периоди:

	I ценови период	II ценови период	III ценови период	Средно за регулаторния период
2021 г.	$АМ_1$-$АМ_Ф$	$АМ_1$-$АМ_Ф$	$АМ_1$-$АМ_Ф$	$АМ_1$-$АМ_Ф$
2022 г.		$АМ_2$-$АМ_Ф$	$АМ_2$-$АМ_Ф$	($АМ_2$-$АМ_Ф$)*2/3
2023 г.			$АМ_3$-$АМ_Ф$	($АМ_3$-$АМ_Ф$)/3
ОБЩО	$АМ_1$-$АМ_Ф$	$АМ_1$+$АМ_2$-2*$АМ_Ф$	$АМ_1$+$АМ_2$+ $АМ_3$-2*$АМ_Ф$	**(3*$АМ_1$ + 2*$АМ_2$ + $АМ_3$ – 6*$АМ_Ф$)/3**

В тази връзка стойността на амортизацията за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност, следва да се определи по формулата по-долу, която следва логиката на изчисление на стойността на активите:

$АМ = АМ_Б + (3*АМ_1 + 2*АМ_2 + АМ_3 – 6*АМ_Ф)/3$,

където:

$АМ_Б$ – стойността на натрупаната амортизация към края на базисната година;

$АМ_1$, $АМ_2$, $АМ_3$ – разходите за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

$АМ_ф$ – стойността на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин.

2.4.2. Среден номинален размер на инвестициите

Средният номинален размер на инвестициите е изчислен по формулата:

$И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + 0,5*И_3)/3$

където:

$И$ – среден номинален размер на инвестициите за регулаторния период, хил. лв.;

$И_{1,2,3}$ – прогнозни нетни инвестиции през съответната ценова година, хил. лв.

Прогнозните нетни инвестиции отразяват прогнозната стойност на инвестициите, извършени от електроразпределителните дружества за съответната година, намалени с инвестициите в активи, придобити по безвъзмезден начин и амортизациите на възмездно придобитите активи.

С оглед точното позициониране на направените инвестиции през годината и коректното им включване в РБА, за целите на ценообразуването се приема, че всички инвестиции за съответната година са извършени по средата на годината и дружествата следва да реализират възвръщаемост само за половината от годината, през която е извършена инвестицията.

	I ценова година	II ценова година	III ценова година	Средно за регулаторния период
2021 г.	0,5*$И_1$	$И_1$	$И_1$	2,5*$И_1$/3
2022 г.		0,5*$И_2$	$И_2$	1,5*$И_2$/3
2023 г.			0,5*$И_3$	0,5*$И_3$/3
ОБЩО	0,5*$И_1$	$И_1$+0,5*$И_2$	$И_1$+$И_2$+0,5*$И_3$	**(2,5*$И_1$+1,5*$И_2$+0,5*$И_3$)/3**

2.4.3. Необходим оборотен капитал

В съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

2.5. Норма на възвръщаемост

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е 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. Приложената целева капиталова структура е от 50% собствен и 50% привлечен капитал.

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

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

$$НВ = Д_{СК} * \left(\frac{НВ_{ск}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + Д_{ПК} * НВ_{ПК} \ ,$$

където:

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

$Д_{СК}$ – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

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

ДС – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$Д_{ПК}$ – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

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

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

При утвърждаването на цените, прилагани от електроразпределителните дружества за втория регулаторен период, Комисията е определила норма на възвръщаемост от 12%, за третия регулаторен период – 7%, за четвъртия регулаторен период – 7,02%, а за петия регулаторен период – 6,67%, която да покрива специфичния и систематичен риск за инвеститорите.

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

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

*НВск = Безрискова премия + β * Пазарна рискова премия*

2.5.1. Безрискова премия

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 0,4566% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 36-месечен период април 2018 г. – март 2021 г. по данни на Българската народна банка. Използването на статистически данни за период от 3 години има за цел да бъде обхванат по-дълъг етап от икономическия цикъл, за да се компенсират краткосрочните колебания на пазара и по този начин да бъдат избегнати еднократни ефекти, които указват силно влияние на крайния резултат, при разглеждането на кратки периоди. Предвид продължителността на регулаторния период от 3 години и обстоятелството, че съгласно Глава III от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост не се изменя по време на регулаторния период, е икономически обосновано при калкулациите да се използват данни за аналогичен времеви период.

2.5.2. 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. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business[20], съгласно която 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

[20] http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/

стойност. Безлостовият отраслов β коефициент, след отчитане на целевата капиталова структура на електроразпределителните дружества (50:50) и размера на данъчната ставка, се преобразува в лостов β коефициент със стойност – 1,045.

2.5.3. Пазарна рискова премия

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисково пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran. Предвид мотивите, изложени в т. 2.5.1, изчисленията са направени за 3 годишен период, като получената стойност е в размер на 5,29% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 7,32%.

2.5.4. Цена на привлечения капитал

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,02% за България.

$HB_{СК}$ = 0,46% + 1,045 * 7,32% = 8,10%
$HB_{ПК}$ = 0,46% + 2,02% = 2,48 %
HB = 0,5*8,10%/(1-10%) + 0,5*2,48% = 5,74%

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост за електроразпределителните дружества за първата година от шестия регулаторен период е определена на 5,74%.

2.6. Корекции по реда на чл. 38, ал. 5 и ал. 9 от НРЦЕЕ

Според чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 2 от НРЦЕЕ при метода за ценово регулиране „горна граница на приходи“ Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийните предприятия за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка според чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ при този метод за ценово регулиране КЕВР прилага и за първата година от регулаторния период корекция с разлика между прогнозни и отчетени инвестиции, като корекцията отразява неизпълнението на инвестиционната програма за предходния регулаторен период, намалено с приложените през ценовите му периоди годишни корекции за инвестиции. Съгласно чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ за първата година от регулаторния период КЕВР може да приложи кореция с фактора Z.

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

На основание чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ е извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща отклоненията

между прогнозни и отчетени инвестиции за петия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през петия регулаторен период, представени в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени.

2.6.2. Корекция с фактора Z

След анализ на отчетната и прогнозна информация, представена в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени, както и тази, постъпила в Комисията с писма от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с вх. № Е-13-62-105 от 26.04.2021 г., от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с вх. № Е-13-262-59 от 12.05.2021 г. и от „Електроразпределение Север“ АД с вх. № Е-13-273-56 от 12.05.2021 г., на основание чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

2.7. Разходи за балансиране

В необходимите годишни приходи са включени разходи за балансиране на технологичните разходи в размер на 1,80 лв./MWh, съответстващ на утвърдените разходи за балансиране за петия регулаторен период, тъй като не са налице настъпили факти и обстоятелства, които да налагат изменение на посочения размер.

3. Цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за първата година на шестия регулаторен период

3.1. „ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, в частта по т. II.6.1. цени, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са следните:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00980 лв./kWh,

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03355 лв./kWh,

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01989 лв./kW/ден,

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00568 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени със заявление с вх. № Е-13-62-90 от 31.03.2021 г. и действащите цени на дружеството:

„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД			
Цени	**Утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение	0,00980	0,01104	**+12,65%**
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03355	0,03745	**+11,62%**
Цена за достъп до разпределителната мрежа за битови клиенти	0,00568	0,00618	**+8,80%**
Цена за достъп до разпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01989	0,02161	**+8,65%**

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД уточнява, че предложените в ценовото заявление цени са изчислени при утвърдената с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. пазарна цена на електрическа енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 94,18 лв./MWh, с включени цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и „цена за задължение към обществото“, като 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.

3.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД прогнозна информация

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата 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 133 364 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 109 088 хил. лв. (индексирани с инфлация за последната година от предходния регулаторен период – 115 619 хил. лв.);

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 72 118 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 61 734 хил. лв.;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 103 742 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8,00% и утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. пазарна цена на електрическа енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителните мрежи, цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и „цена за задължение към обществото“;

– РБА – 683 783 хил. лв., при утвърдена за петия регулаторен период 588 290 хил. лв.;

– Норма на възвръщаемост на капитала – 6,67%, при утвърдена за петия регулаторен период 6,67%;

– Възвръщаемост – 45 608 хил. лв., при утвърдена за петия регулаторен период в размер на 39 239 хил. лв.;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 9 306 039 MWh.

3.1.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2020 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 130 229 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.1. Предвиденото от дружеството увеличение с 3 135 хил. лв., представляващи индексация с прогнозната инфлация в размер на 2,1% за 2021 г., съгласно приетата с Решение № 963 от 23.12.2020 г. на Министерски съвет актуализирана средносрочна бюджетна прогноза за страната за периода 2021-2023 г., е необосновано, тъй като при среден ръст на тази група

разходи през ценовите години от регулаторния период от 3% до 5%, през последната година увеличението е в размер на 9,4%, т.е. прогнозната инфлация е предварително акумулирана.

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е изчислена в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.3. от единния подход в размер на 72 118 хил. лв. Изчисленията са представени в следващата таблица:

	„ЧЕЗ Разпределение България“АД	2021 г.	2022 г.	2023 г.
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	77 410	71 017	63 783
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	- 10 521	- 9 792	- 9 052
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	66 889	61 225	54 731
4	**Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.**	**60 948**		
5	**Амортизация на инвестициите, хил. лв.**	**11 170**		
6	**Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.**	**72 118**		

– РБА е коригирана от 683 783 хил. лв. на 649 947 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.4. от единния подход:

а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период:

1	Балансова стойност на активите към 31.12.2020 г., хил. лв.	748 859
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин, хил. лв.	108 751
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2020 г. (р.1-р.2), хил. лв.	640 108
4	Средна стойност на амортизациите (3*АМ1 + 2*АМ2 + АМ3 – 6*АМф)/3, хил. лв.	125 950
5	**Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4), хил. лв.**	**514 158**

б) среден номинален размер на инвестициите:

		2021 г. (*И*1)	2022 г. (*И*2)	2023 г. (*И*3)
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	100 199	83 450	83 429
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	15 000	15 000	15 000
3	Амортизация – общо, хил. лв.	9 207	7 484	7 533
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	1 000	1 000	1 000
5	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3+р.4)	76 993	61 966	61 897
6	**Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.** $И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + 0,5*И_3)/3$	**105 460**		

в) стойността на необходимия оборотен капитал е определена в размер на 30 329 хил. лв. съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.4.3. от единния подход.

– Технологичните разходи на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са определени на 7,5% в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.2. от единния подход;

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.7. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 5,74%, съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.6.2. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z, на стойност (минус) - 8 940 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}^{1}\right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 318 595 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 326 581 хил. лв. съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-90 от 31.03.2021 г. и писмо с вх. № Е-13-62-105 от 26.04.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 31.03.2021 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2021 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 301 046 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 467 634 хил. kWh, съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-90 от 31.03.2021 г. и писмо с вх. № Е-13-62-105 от 26.04.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 31.03.2021 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2021 г.;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 128,20 лв./MWh, тъй като отклонението е под 5%;

P_{t-2} – (минус) 2 813 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците април, май и юни 2020 г. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 328 344 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 328 887 хил. лв. съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-40 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-62-58 от 13.05.2019 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от

01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и отчетни данни за месеците май и юни 2019 г., представени със заявление с вх. № Е-13-62-46 от 31.03.2020 г.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 482 118 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 370 019 хил. kWh, съгласно представената от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-62-90 от 31.03.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г.;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 124,46 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 124,46 лв./MWh, тъй като отклонението е под 5%. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с писмо с вх. № Е-13-62-112 от 11.05.2021 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „Ден напред“ и по сключени договори на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г

P_{t-2} – (минус) 2 680 хил. лв.

В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.6.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на 1 178 хил. лв.

		2018 г. *(И1)*	**2019 г. *(И2)***	**2020 г. *(И3)***
		отчет	**отчет**	**отчет**
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	67 771	89 253	130 691
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	23 450	28 427	23 584
3	Нетна амортизация, An, хил. лв.	5 342	7 069	5 784
4	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3)	38 979	53 757	101 323
5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. *И = (2,5*И1 + 1,5*И2 + 0,5*И3)/3*	76 248		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., хил. лв.	96 410		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, хил. лв. *(2,5*А1 + 1,5*А2 + 0,5*А3)/3,* съгласно стойностите, посочени на р.3	12 767		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., хил. лв.	10 823		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*6,67%*3+(р.7-р.8)*3	-67		
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г., хил. лв.	-1189		
11	Приложена корекция с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., хил. лв.	-56		
12	**Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв. (р.9-р.10-р.11)**	1178		

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, са следните:

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	130 229
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	112 404
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	72 118
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	649 947
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.	30 329
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (р.4*р.5)	37 307
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 8 940
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	1 178
9	**Необходими годишни приходи, хил. лв. (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**344 296**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение, MWh**	**9 306 039**

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01069 лв./kWh,

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03602 лв./kWh,

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,02151 лв./kW/ден,

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00605 лв./kWh,

необходими годишни приходи за първата ценова година от шестия регулаторен период – 344 296 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 306 039 MWh.

3.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-262-39 от 31.03.2021 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.6.2. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00915 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03574 лв./kWh;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01977 лв./kW/ден;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00529 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-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**	**Изменение**
	в лв./kWh	**в лв./kWh**	**%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,00915	0,00611	-33,22%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03574	0,03037	-15,03%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./kW/ден	0,00529	0,02617*	+394,71%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01977	0,02617	+32,37%

„Електроразпределение Юг“ ЕАД уточнява, че предложените в ценовото заявление цени са изчислени при утвърдената с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. пазарна цена на електрическа енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 94,18 лв./MWh, с включени цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и „цена за задължения към обществото“, като 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.

3.2.1. Предоставена от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата 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 127 299 хил. лв., при утвърдени за петия регулаторен период – 106 145 хил. лв. (индексирани с инфлация за последната година от предходния регулаторен период – 112 500 хил. лв.);

– Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 96 293 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8,00%;

– Разходи за амортизации на съществуващите активи – 66 604 хил. лв., при утвърдени за петия регулаторен период – 56 359 хил. лв.;

– РБА в размер на 627 364 хил. лв., при утвърдена за предходния ценови период – 630 679 хил. лв., в т.ч.:

а) призната балансова стойност на активите в размер на 717 761 хил. лв.;

б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2021 г. – 2023 г. в размер на 107 205 хил. лв.;

в) необходим оборотен капитал – 27 949 хил. лв.;

г) балансова стойност на активи, придобити по безвъзмезден начин – 225 551 хил. лв.;

– Норма на възвръщаемост на капитала – 6,24%;

– Възвръщаемост – 39 148 хил. лв.;

– Корекция с фактора Z – (минус) -5 756 хил. лв.;

– Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции – 822 хил. лв.

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 анализирало предоставената мощност на битовите клиенти, като се е съобразило с тяхната консумация през базовата 2020 г. въз основа, на която е изчислило предоставената мощност.

3.2.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2020 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 125 171 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.1. Допълнителна индексация на оперативните разходи не е прилагана, тъй като както за предходния, така и за настоящия регулаторен период в РБА, както и в амортизационните разходи, са включени значителни средства за инвестиции, които освен за подобряване качеството на предлаганата услуга, следва да се използват за увеличаване ефективността на електроразпределителните дружества, което следва да доведе до намаляване на оперативните им разходи;

– Разходите за технологични разходи са изчислени при технологичен разход в размер на 7,5% в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.2. от единния подход;

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.7. от единния подход;

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е изчислена в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.3. от единния подход в размер на 66 606 хил. лв. Изчисленията са представени в следващата таблица:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		2021 г.	2022 г.	2023 г.
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	73 885	71 313	67 353
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	-12 914	-12 914	-12 904
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	60 971	58 399	54 449

4	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.	**57 940**
5	Амортизация на инвестициите, хил. лв.	**8 666**
6	Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.	**66 606**

– РБА е коригирана от 627 364 хил. лв. на 627 929 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4. от единния подход, като включва:

а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (без активи, придобити по безвъзмезден начин) в размер на 492 035 хил. лв.;

б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2021 г. – 2023 г. в размер на 107 206 хил. лв.;

		2021 г. *($И_1$)*	**2022 г. *($И_2$)***	**2023 г. *($И_3$)***
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	100 524	93 498	91 018
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	19 500	20 200	20 800
3	Амортизация – общо, хил. лв.	7 013	6 044	5 955
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	780	808	832
5	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3+р.4)	74 791	68 062	65 095
6	**Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. *$И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + 0,5*И_3)/3$***	**107 206**		

в) необходим оборотен капитал – 28 688 хил. лв. съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4.3. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 5,74% съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.2. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -8 502 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}{}^{1}\right)_{t-1} \pm Р_{t-2}$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 303 564 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 309 343 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-262-39 от 31.03.2021 г. и писмо с вх. № Е-13-262-59 от 12.05.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 31.03.2021 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2021 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 586 990 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 646 245 хил. kWh;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 128,20 лв./MWh, тъй като отклонението е под 5%;

P_{t-2} – (минус) -3 384 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците април, май и юни 2020 г. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 307 106 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 311 282 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-39 от 31.03.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 586 990 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 589 062 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-39 от 31.03.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г.;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 124,46 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 123,16 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) - 346 хил. лв.;

Z_{t-1} – (минус) - 3 085 хил. лв.

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на 822 хил. лв.

		2018 г. *(И1)*	2019 г. *(И2)*	2020 г. *(И3)*
		отчет	**отчет**	**отчет**
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	93 432	75 396	93 329
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	24 881	23 190	17 638
3	Нетна амортизация, Аn, хил. лв.	7 083	4 219	6 148
4	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3)	61 468	47 987	69 544
5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. *И = (2,5*И1 + 1,5*И2 + 0,5*И3)/3*	86 807		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., хил. лв.	95 934		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите *(2,5*А1 + 1,5*А2 + 0,5*А3)/3,* съгласно стойностите, посочени на р.3, хил. лв.	9 037		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., хил. лв.	8 154		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв. (р.5-р.6)*6,67%*3+(р.7-р.8)*3	822		
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г., хил. лв.	0		
11	Приложена корекция с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., хил. лв.	0		
12	**Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв. (р.9-р.10-р. 11)**	**822**		

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.	104 333
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	66 606
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	627 929
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.	28 688
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (р.4*р.5)	36 043
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-8 502
8	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	822

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
9	**Необходими годишни приходи, хил. лв. (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**324 473**
10	**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 – 0,00987 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03750 лв./kWh;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,02060 лв./kW/ден;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00598 лв./kWh,

необходими годишни приходи за третата ценова година от шестия регулаторен период – 324 473 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 637 854 MWh.

3.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-38 от 31.03.2021 г. „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, в частта по т. II.6.3. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01285 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03531лв./kWh;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,02053 лв./kW/ден;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00890 лв./kWh.

3.3.1. Предоставена от „Електроразпределение Север“ АД прогнозна информация

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложението на „Електроразпределение Север“ АД и действащите цени на дружеството:

„Електроразпределение Север“ АД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**	**Изменение**
	в лв./kWh	**в лв./kWh**	**%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,01285	0,01304	+1,48%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03531	0,03582	+1,44%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа	0,00890	0,00903	+1,46%

цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02053	0,02083	+1,46%

„Електроразпределение Север“ АД уточнява, че предложените в ценовото заявление цени са изчислени при утвърдената с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. пазарна цена на електрическа енергия за покриване на технологични разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 94,18 лв./MWh, с включени цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа и „цена за задължения към обществото“, като 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.

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата 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 101 949 хил. лв., при утвърдени за петия регулаторен период – 82 457 хил. лв. (индексирани с инфлация за последната година от предходния регулаторен период – 87 394 хил. лв.);

– Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 69 612 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 9,00%;

– Разходи за амортизации на съществуващите активи – 37 013 хил. лв.;

– Разходи за амортизации на инвестициите за регулаторния период – 7 272 хил. лв.;

– Годишни амортизационни отчисления на активите, придобити по безвъзмезден начин – 2 799 хил. лв.;

– РБА в размер на 260 941 хил. лв., при утвърдена за предходния ценови период – 263 305 хил. лв., в т.ч.:

а) призната балансова стойност на активите в размер на 191 363 хил. лв.;

б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2021 г. – 2023 г. в размер на 48 133 хил. лв.;

в) необходим оборотен капитал – 21 445 хил. лв.;

– Норма на възвръщаемост на капитала – 6,67%;

– Корекция с фактора Z – (минус) -11 402 хил. лв.;

– Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период – (минус) -541 хил. лв.

3.3.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Север“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2020 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 100 245 хил. лв. до нивото,

отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени в мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.1. от единния подход;

– Разходите за технологични разходи са изчислени при технологичен разход в размер на 8,5%, в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.2. от единния подход;

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е изчислена в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.3. от единния подход в размер на 41 486 хил. лв. Изчисленията са представени в следващата таблица:

„Електроразпределение Север“ АД		2021 г.	2022 г.	2023 г.
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	40 510	37 144	33 385
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	-2 876	-2 711	-2 809
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	37 634	34 433	30 576
4	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.	**34 214**		
5	Амортизация на инвестициите, хил. лв.	**7 272**		
6	Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.	**41 486**		

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.7. от единния подход;

– Стойността на необходимия оборотен капитал е коригирана от 22 028 хил. лв., съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.4.3. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 5,74% съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII. 2.6.2. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -15 102 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t=\left(П_{утв.} - Е_{прог.}*\frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%}*Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.}*\frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%}*Ц_{тр.}{}^{1}\right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 212 288 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 223 117 хил. лв. съгласно представената информация със заявление с вх. № Е-13-273-38 от 31.03.2021 г. и писмо с вх. № Е-13-273-56 от 12.05.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 31.03.2021 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2021 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 445 000 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 445 154 хил. kWh;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 9%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на

технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 128,20 лв./MWh, тъй като отклонението е под 5%;

P_{t-2} – (минус) -4 276 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците април, май и юни 2020 г. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 207 775 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 211 805 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Север“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-273-38 от 31.03.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 445 000 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 530 575 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Север“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-273-38 от 31.03.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г.;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 9%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 124,46 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 т. 2 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 121,56 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) - 6 255 хил. лв.;

Z_{t-1} – (минус) - 1 980 хил. лв.

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на (минус) -1 230 хил. лв.

хил. лв.

		2015 г. *(И1)*	**2016 г. *(И2)***	**2017 г. *(И3)***
		отчет	**отчет**	**отчет**
1	Инвестиции – общо	42 895	46 346	38 785

2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	2 031	1 952	3 604
3	Нетна амортизация, Аn	5 539	5 897	3 084
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	35 326	38 497	32 098
5	Среден номинален размер на инвестициите *И = (2,5*И1 + 1,5*И2 + 0,5*И3)/3*	54 036		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	56 056		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите *(2,5*А1 + 1,5*А2 + 0,5*А3)/3,* съгласно стойностите, посочени на р.3	8 078		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	8 484		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*6,67%*3+(р.7-р.8)*3	-1 622		
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г., хил. лв.	-385		
11	Приложена корекция с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., хил. лв.	-7		
12	**Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв. (р.9-р.10-р. 11)**	**-1 230**		

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.	75 978
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	41 486
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	261 524
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.	22 028
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (р.4*р.5)	15 011
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-15 102
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-1 230
9	**Необходими годишни приходи, хил. лв. (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**216 389**
10	**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 – 0,01303 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03546лв./kWh;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,02073 лв./kW/ден;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00885 лв./kWh,

необходими годишни приходи за първата ценова година от шестия регулаторен период – 216 389 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 490 283 MWh.

3.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, в частта по т. II.6.4. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01349 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04429 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 01.07.2021 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 писмо с вх. № Е-13-09-8 от 30.03.2021 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за първата ценова година от шестия регулаторен период. След анализ на тази информация, данните от годишния финансов отчет на дружеството за 2020 г. и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са признати на стойност от 866 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени .т. 2.1. от единния подход.

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е определена в размер на 240 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.т. 2.3. от единния подход. Изчисленията са представени в следващата таблица:

	„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД	**2021 г.**	**2022 г.**	**2023 г.**
1	Разходи за амортизации, хил. лв.	317	293	217
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи, хил. лв.	-79	-79	-55
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин, хил. лв.	238	214	162
4	**Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи, хил. лв.**	**205**		
5	**Амортизация на инвестициите, хил. лв.**	**35**		
6	**Среден годишен разход за амортизации, хил. лв.**	**240**		

– Регулаторната база на активите е определена в размер на 1 761 хил. лв. в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4. от единния подход:

а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период:

1	Балансова стойност на активите към 31.12.2020 г., хил. лв.	2 243
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин, хил. лв.	457
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2020 г. , хил. лв. (р.1-р.2)	1 786

4	Средна стойност на амортизациите, хил. лв. (3*АМ1 + 2*АМ2 + АМ3 – 6*АМФ)/3	435
5	**Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период, хил. лв. (р.3-р.4)**	**1 351**

б) среден номинален размер на инвестициите:

		2021 г. *(И1)*	**2022 г. *(И2)***	**2023 г. *(И3)***
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	233	159	188
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	20	0	0
3	Амортизация – общо, хил. лв.	9	37	59
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	0	1	1
5	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3+р.4)	204	123	130
6	**Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.** ***И = (2,5*И1 + 1,5*И2 + 0,5*И3)/3***	**253**		

в) стойността на необходимия оборотен капитал е определена в размер на 157 хил. лв. съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.4.3. от единния подход.

– Технологичните разходи на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са запазени на 5% в съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.2. от единния подход;

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.7. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е определена на 5,74% съгласно мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.5. от единния подход;

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.2. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (плюс) 1 252 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t=\left(П_{утв.} - Е_{прог.}*\frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%}*Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.}*\frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%}*Ц_{тр.}{}^{1}\right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 3 342 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 1 955 хил. лв., съгласно представената информация с писмо с вх. № Е-13-09-8 от 30.03.2021 г.и писмо с вх. № Е-13-09-12 от 13.05.2021 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2020 г. до 31.03.2021 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2021 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 57 904 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 33 804 хил. kWh;

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

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 128,20 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 128,20 лв./MWh, тъй като отклонението е под 5%;

P_{t-2} – 28 хил. лв., изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците април, май и юни 2020 г. Изчисленията на Z_{t-1} са извършени по горната формула, където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 2 734 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-13-09-8 от 30.03.2021 г.относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2019 г. до 30.04.2020 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 72 516 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 51 848 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-8 от 30.03.2021 г.;

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

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 124,46 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8 т. 1 от НРЦЕЕ, в размер на 124,46 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) -57 хил. лв.;

Z_{t-1} – 583 хил. лв.

– В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VII.2.6.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на (минус) -27 хил. лв.

		2018 г. ($И_1$)	**2019 г. ($И_2$)**	**2020 г. ($И_3$)**
		отчет	**отчет**	**отчет**
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	360	208	74
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	83	0	2
3	Нетна амортизация, An, хил. лв.	6	27	38
4	Номинален размер на инвестициите , хил. лв. (р.1-р.2-р.3)	271	181	34
5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + 0,5*И_3)/3$	322		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. , хил. лв	335		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*А_1 + 1,5*А_2 + 0,5*А_3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3, хил. лв	25		

8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. , хил. лв	44
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*6,67%*3+(р.7-р.8)*3	-60
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г., хил. лв.	-16
11	Приложена корекция с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., хил. лв.	-17
12	**Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв. (р.9-р.10-р. 11)**	-27

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	866
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	391
3	Разходи за амортизации	240
4	Регулаторна база на активите	1 761
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 351
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	253
4.3.	Необходим оборотен капитал	157
5	Норма на възвръщаемост на капитала	5,74%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	101
7	Корекция с фактор Z	1 252
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	-27
9	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**2 824**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**49 907**

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са, както следва:

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01325 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04333 лв./kWh,

необходими годишни приходи за първата ценова година от шестия регулаторен период – 2 824 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 49 907 MWh.

VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-7 от 31.03.2021 г.от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2021 г.от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № Е-13-46-11 от 31.03.2021 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-13-77-5 от 24.03.2021 г. с информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 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 01.07.2020 г. – 30.06.2021 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 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

2.1. „ЧЕЗ ЕЛЕКТРО БЪЛГАРИЯ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-47-7 от 31.03.2021 г., „ЧЕЗ Електро България“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

2.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Електро България“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.7.1., на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЧЕЗ Електро България“ 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			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14072	0,14189	**+0,83%**
- Нощна	0,05997	0,10844	**+80,82%**
2. Една скала	**0,14072**	**0,12643**	**-10,15%**

Прогнозата на „ЧЕЗ Електро България“ АД за необходимите годишни приходи е извършена при спазване на следните условия:

– Разходите за закупуване на електрическа енергия са изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР цени на обществения доставчик;

– Разходи за балансиране на стойност 14 514 хил. лв.;

– Възвръщаемост на регулаторната база – 4 488 хил. лв.;

– Компонента за дейността – 41 122 хил. лв.;

– Към необходимите годишни приходи дружеството включва несъбираеми вземания – 3 082 хил. лв., разходи за енергийна ефективност в размер на 933 хил. лв. и некомпенсирани разходи за небаланси – 29 765 хил. лв.;

– Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 384 906 MWh.

„ЧЕЗ Електро България“ АД е подало и искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за

компенсиране на разходи, 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, съдържащо:

– искане за компенсиране на разходите за изпълнение на определената му индивидуална цел за постигане на енергийни спестявания за 2021 г., а именно 14,303 GWh, в размер на 379 хил. лв.;

– искане за компенсиране на разходите за изпълнение на определената му индивидуална цел за постигане на енергийни спестявания за периода от 01.01.2017 г. до 30.06.2020 г., включително компенсиране на разходите за изпълнение на определената кумулативна индивидуална цел за постигане на енергийни спестявания за 2020 г., а именно 570 505 GWh, в размер на 15 030 хил. лв.

2.1.2 Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на заявлението на „ЧЕЗ Електро България“ 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 снабдители извън тези, които се покриват от компонентата за дейността по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ.

В съответствие с мотивите, изложени по-горе в т. VIII.1.3. от единния подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Такива разходи не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Към настоящия момент не е възможно да се прогнозират 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 „ЧЕЗ Електро България“ АД са, както следва:

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14436
- Нощна	0,06148
2. Една скала	**0,14436**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,67 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 531 479 хил. лв.

Клиентите на „ЧЕЗ Електро България“ АД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01188 лв./kWh;

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03602 лв./kWh;

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00605 лв./kWh.

2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2021 г., „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

2.2.1. Предоставена от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.7.2., на КЕВР 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 01.07.2021 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	**Утвърдени с**	**Предложени цени,**	**Изменение**

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
	Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС	**без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**	
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14118	0,14118	0,00%
- Нощна	0,05787	0,05873	1,49%
2. Една скала	**0,14118**	**0,14118**	0,00%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

– Прогнозни продажби на електрическа енергия на крайни клиенти за периода от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г. в размер на 3 897 686 MWh;

– Използвана е утвърдената с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на битови и небитови клиенти;

– Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ в размер на 7%.

„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 националната кумулативна цел за енергийната ефективност, съдържащо:

– искане за компенсиране на разходи в размер на 9 832,00 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. и 27,96 MWh/г. първична енергия, потвърдени с удостоверение за енергийни спестявания № 1765/12.04.2019 г. на Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР);

– искане за въвеждане на инструмент за финансиране на схемата за задължителни енергийни спестявания, произтичащи от задълженията на Република България, поети като национални цели за енергийна ефективност за постигане на определени количества спестявания в първичното и в крайното енергийно потребление за периода от 01.01.2014 г. до 31.12.2020г. и периода от 01.01.2021 г. до 31.12.2030 г., с цел осигуряването на необходимите на дружеството средства за изпълнението на наложеното задължение за участие в схемите за енергийни спестявания съгласно чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 г. относно енергийната ефективност, за изменение на директиви 2009/125/ЕО и 2010/30/ЕС и за отмяна на директиви 2004/8/ЕО и 2006/32/ЕО (ОВ, L 315/1 от 14 ноември 2012 г.) и на Директива 2010/31/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 19 май 2010 г. относно енергийните характеристики на сградите, или алтернативно:

– искане на база на реализирани мерки за енергийна ефективност и необходимите за тях средства за включване в необходимите приходи на дружеството на сумата от 185 906 374,55 лв. без ДДС за периода 2017 г. – 2020 г. и за периода от 01.01.2021 г. до 30.06.2022 г., необходими за финансиране на мерки при крайните клиенти за повишаване на енергийната ефективност. Искането е обосновано на база изготвен анализ, според който изчислената средна претеглена цена за спестен MWh енергия е в размер на 780,37 лв., без ДДС, като изчисленията са направени на база изпълнени алтернативни мерки за енергийна ефективност по различни програми в публичния сектор, отчетени в Национален

план за действие по енергийна ефективност 2018 г. Съгласно публикуван от АУЕР проект на поименен списък на задължените лица по чл. 14а, ал. 4 от ЗЕЕ и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2021 г., на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е определена цел в размер на 12,228 GWh, както и прогнозна индивидуална цел за енергийни спестявания в размер на 13,622 GWh за 2022г. съгласно Интегрирания план в областта на енергетиката и климата на Република България за 2021г. – 2030г. При запазване на досегашната политика, изискваща от задължените лица да финансират мерки при крайните клиенти, изразяващи се в подмяна на дограма, подмяна на електроуреди, саниране и т.н., то на дружеството ще е необходима сумата от 14 861 756,47 лв., без ДДС, за да може да финансира мерки, с които да изпълни определените му годишни цели за изпълнение за календарната 2021 г. и за първата половина на 2022 г.

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 прогнозират 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 01.07.2021 г.**
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14218

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**
	лв./kWh
- Нощна	0,05687
2. Една скала	**0,14218**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,67 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 472 424 хил. лв.

Клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01188 лв./kWh,

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03750 лв./kWh,

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00598 лв./kWh.

2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-46-11 от 31.03.2021 г., „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2021 г.

2.3.1. Предоставена от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.7.3., на КЕВР 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 01.07.2021 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2021 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14257	0,14517	**1,82%**
- Нощна	0,05562	0,05664	**1,83%**

2. Една скала	**0,14257**	**0,14517**	**1,82%**

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

– Разходи за закупуване на електрическа енергия са изчислени при утвърдената с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на клиентите на крайния снабдител и утвърдената цена за задължения към обществото;

– Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ съгласно чл. 10, ал. 3 и ал. 5 от НРЦЕЕ – 7%;

– Количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти – 2 701 200 MWh;

– Разходи за енергийна ефективност, свързани с ангажиментите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ – 4 501 хил. лв.;

– Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 9 798 хил. лв.

2.3.2. Ценообразуващи елементи

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 01.07.2021 г.**
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14546
- Нощна	0,05697
2. Една скала	**0,14546**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,67 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 327 403 хил. лв.

Клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01188 лв./kWh;

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03546 лв./kWh;

3. Цена за достъп до разпределителна 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 01.07.2021 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-13-77-5 от 24.03.2021 г. дружеството е представило информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 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 01.07.2021 г.**
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14424
- Нощна	0,05697
2. Една скала	**-**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,67 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 113 хил. лв.

Клиентите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01188 лв./kWh;

2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01325 лв./kWh;

3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04333 лв./kWh.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2021 г. *(включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)*	
„ЧЕЗ Електро България“АД	4,17%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	2,38%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	2,13%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	-1,58%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	**3,02%**

Изказвания по т.3.:

Докладва П. Младеновски. Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката Комисията осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. Докладът е за цени в сектор Електроенергетика.

Относно прогнозната пазарна цена, вече е отговорено в предходните доклади на основните въпроси, които е задал председателят. П. Младеновски обясни как е прогнозирана тази цена, тъй като това не е било споменато от неговите колеги по другите доклади, въпреки че тази част присъства във всеки един доклад от предходните точки на дневния ред. Тъй като в момента няма форуърдни сделки на българския пазар, т.е. няма дълги договори, почти всичко е на „ден напред“ (поради рисковата ситуация от COVID-19 и риска, който носи продажбата на енергия за един по-дългосрочен период, във връзка със затваряне на икономическата и т.н.) е направен анализ на фючърсите на Европейската електроенергийна борса. Тъй като там все още няма ликвидност на фючърси за първо и второ тримесечие за българския пазар, са използвани фючърсите за унгарския и румънския пазар като е отчетена и корекцията, а именно - отчетен е фактът, че традиционно и след анализи на постигнатите резултати унгарският пазар е с около 2 до 4 евро по-скъп от българския. В тази връзка след анализ на постигнатите резултати на фючърсите е определена цена в размер на 119,00 лв./MWh, която е и леко подценена, тъй като има известен спекулативен елемент във фючърсния пазар, така че този път е направена и лека корекция от 3-4 евро/MWh на база на постигнатите резултати на фючърсния пазар, който изключително много се влияе от цените на квотите емисии. През последните няколко месеца цените на фючърсите са следвали тренда на цените на изменението на цените на квотите емисии. В доклада подробно са описани как са изчислени и прогнозните пазарни цени на отделните групи производители. Това са независимият преносен оператор, операторите на електроразпределителни мрежи, различните ВЕИ производители, производителите на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство. По отношение на производителите на електрическа енергия, които са подали заявления за утвърждаване на цени на електрическа енергия за следващия ценови период, в Комисията са постъпили заявления от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД, „Топлофикация Русе“ АД и „Национална електрическа компания“ ЕАД за утвърждаване на цени на ВЕЦ-овете, собственост на дружеството. Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ КЕВР определя разполагаемост на тези производители, като съгласно изр. 2. Комисията не определя разполагаемост на производители, чиято цена е по-висока с 10% от прогнозната пазарна цена. В тази са извършени изчисления като е изчислена цена на всеки един от производителите. Общият принцип, който е спазен, е, че в някои случаи,

особено при въглищните централи, изчислената цена е по-висока от заявената от производителя, въпреки описаните в подхода корекции. Вижда се откъде е по-висока, тъй като по-голямата част от дружествата (само „Топлофикация Русе“ АД е подала с 42 евро) в заявленията са изчислили цената си с 40 евро квота, а работната група е приложила 47 евро, която е била актуалната цена на квотите въглеродни емисии към края на м. април. Това се вижда в таблиците на реда, който е за квотите емисии. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД изчислената цена е 55,01 лв./MWh. На ВЕЦ-вете на НЕК ЕАД е 83,95 лв./MWh, на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е 210,33 лв./MWh при заявена от дружеството 193,40 лв./MWh (разликата идва от ред 2.2 – разходи за емисии CO_2, които изчислени при цена от 40 евро са 682 609 хил. лв., а при 47 евро стават 802 066 хил. лв., откъдето идва по-високата определена цена). Това е валидно за всички въглищни централи, включително и за американските централи в заявлението на НЕК ЕАД, както и всички топлофикации, са работили с цена на квотите от 40 евро, която е била актуална м. март, когато дружествата са изготвяли заявленията си. При „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД ситуацията е същата. При заявена цена от 179,11 лв./MWh, въпреки описаните корекции на различните ценообразуващи елементи, разликата е над 10 млн. лв. в цените на изчислените квоти. Цената е 181,70 лв./MWh. При „ТЕЦ Марица 3“ АД изчислената цена е в размер на 226,21 лв./MWh. Специфичното за това дружество е, че не е работило от 2017 г. и няма данни, с които да се направи обективен анализ на разходите на това дружество. При „Топлофикация Русе“ АД изчислената цена е в размер на 206,06 лв./MWh при заявена 203,53 лв./MWh. Отново разликата се дължи на разлика в цената на емисиите.

Определена е месечна разполагаемост на всяко едно от дружествата (крайните снабдители, които са клиенти на обществения доставчик, като съответно те са обвързани със определените квоти на производителите). В таблицата на стр.9 ясно се вижда какво е отклонението между утвърдената и прогнозната цена. В тази връзка единствените, на които Комисията има право да определи квота, съответно цена за регулиран пазар, са „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и ВЕЦ-вете на НЕК ЕАД, тъй като и при „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, и при „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, и при „ТЕЦ Марица 3“ АД, и при „Топлофикация Русе“ АД се наблюдава сериозно отклонение на изчислените цени спрямо прогнозната пазарна цена в диапазона 52% - 90% по-висока. В доклада подробно са описани определените квоти. Прави впечатление, че за разлика от други години на американските централи не е определена разполагаемост и за свободния пазар, а само за регулирания. Причината за това е, че на двете централи е определена ниска квота за производство, която е съотносима с подписаните споразумения между двете централи, съответно НЕК ЕАД и Мини Марица изток, за доставка на въглища. Причината е, че заради изключително високите емисии не е икономически целесъобразно двете централи да работят и за свободния пазар, и да бъдат компенсирани от Фонда (да работят за свободния пазар, където да свалят цената, още повече при каплинга с Гърция голяма част от енергията ще отива в посока Гърция), а всички потребители, включително и битовите (цената задължения към обществото се заплаща от всички потребители), да компенсират тази разлика. Именно затова те са намалени до минимума, който е съгласно договорите с мините. Единствената квота за свободния пазар, която общественият доставчик може да продава, е от собствените си ВЕЦ-ове.

По отношение на обществения доставчик може да се види средната покупна цена, която служи единствено за изчисление на надценката на НЕК ЕАД на енергията на обществения доставчик, с тези квоти е 169,23 лв./MWh. Определена е надценка за „обществена доставка на електрическа енергия“ в размер на 5,08 лв./MWh. При изчисление на миксовата цена, цената на обществения доставчик тази година във връзка с повишената прогнозна пазарна цена, която е елемент, на който Комисията не може да

влияе (както пазара на квотите, пазара на газа и т.н.), изчислената прогнозна пазарна цена и цената на обществения доставчик в тази връзка е увеличена до 109,52 лв./MWh. Въпреки постигнатото през предходните години, цената на обществения доставчик с оглед лесната либерализация на пазара да се доближава максимално до прогнозната пазарна цена, дори да е същата, тази година се отклонява от този принцип, като утвърдената цена на обществения доставчик е с повече от 10% по-ниска от тази на свободния пазар. Работната група се надява да спре тази динамика на пазарите и през следващата година отново ще може да се постигне това. Изключително важно е цената на обществения доставчик да е много близка до прогнозната пазарна цена, тъй като това е един от икономическите стимули за либерализацията на пазара и съответно за клиентите да търсят доставчик, различен от доставчика на свободния пазар.

Относно цената за задължения към обществото, отчетена е по-високата цена на квоти емисии, която Фондът ще получи от търговията на „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД, като приходите за следващия ценови период са рекордни спрямо предходни ценови периоди, близо на 1 500 млн. лв. са оценени приходите на Фонда от емисиите. Отчетена е и по-високата цена за увеличаване приходите на Фонда и от 5% вноска. Тя отново е най-висока спрямо утвърждаваната досега, близо 335 млн. лв. Тук единствената специфика и съответно по-високата пазарна цена, довеждаща до по-ниски премии, които производителите ще платят, като в тази връзка цената за задължения към обществото е намалена доста. Отчетена е заповед на министъра на енергетиката, с която променя своя заповед за предходния ценови период, като количеството, което „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД би следвало да предостави на обществения доставчик за периода 01.07.2020 - 30.06.2021 г., от 2 600 000 MWh е променено на 2 900 000 MWh. Тъй като има промяна в заповедта, единствено е преизчислено спрямо изчислената в предходното Решение на КЕВР №Ц-29 от 01.07.2020 г. – компенсация за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД само във връзка с по-високите количества, като не са отчетени по-високите нива на квотите, компенсация в размер на 11 032 хил. лв. Другият разход на Фонда, който следва да се покрие от излишъка в предходния период, са едни 106 хил. лв. във връзка със съдебно дело, в което кандидат за заповед, за да се възползва от наредбата за намаляване на тежестта, на който е отказано, осъжда министерството за предходен период (от 2018 г.), случаят, при който КЕВР издава заповед и следва Фондът да му компенсира отстъпката по наредбата. В тази връзка цената за задължения към обществото е изчислена на 4,02 лв., като компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е в размер на 3,15 лв./MWh. Те отразяват единствено въглищните централи с високоефективно комбинирано производство, тъй като газовите централи са покрити от емисии.

По отношение на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, подробно са описани извършените корекции в цените за пренос и достъп на ЕСО ЕАД. Корекциите са стандартни, признати са само увеличение на заплатите с 9%, няма признати допълнителни увеличения на социални разходи, на разходи за ремонти и разходи, свързани с дейността по лицензията. Всички тези разходи са признати на ниво отчет за базисната година. Другият компонент, който влияе върху цената на ЕСО ЕАД, е прогнозната пазарна цена за технологичен разход, тъй като ЕСО ЕАД (и всички останали дружества) са работили с цена за технологичен разход, пазарно утвърдена с предходното решение на КЕВР. Била е около 90 лв., сега е близо 120 лв., така че има увеличение от около 30%, което съвсем естествено се отразява и върху цените както на ЕСО ЕАД, така и на ЕРП-та, тъй като разходите за технологичен разход са едно от сериозните пера в тези дружества.

По отношение на ЕРП-та, за тях започва нов регулаторен период (шести) тази година. Предложеният е приложимият метод на регулиране да се запази, както и продължителността на регулаторния период от 3 години, като е направен анализ в самото заявление. По отношение на отделните ценообразуващи елементи, приложен е общ подход за трите дружества. По отношение на експлоатационните и административни разходи, т.нар. опекс на дружествата, признат е на ниво отчет през базисната година, като допълнително увеличения не са признавани. Тъй като е направен анализ (при ЕВН не толкова, но при другите две дружества) на изменението на опекса по време на регулаторния период за трите години, от които ясно се вижда, че през последната година увеличението е най-високо спрямо останалите две. Тоест тази прогнозна инфлация от (едни дружества искат 2,1%, от други дружества – от порядъка на 3%) 3% е предварително акумулирана в този разход в отчета за базисната година и допълнителни разходи не са признати.

По отношение на технологичните разходи, те са намалени за всички дружества спрямо утвърдените за предходния регулаторен период с 0,5%, като П. Младеновски е на мнение, че регулаторът трябва да поддържа такава политика на минимално намаляване с всеки регулаторен период, тъй като по този начин има предвидимост и прогнозируемост в действията на дружествата. От друга страна, едно ненамаляване на технологичните разходи би било в ущърб на крайните потребители, целевият процент признат, и обратното, ако се намалява с много големи темпове, в един момент дружествата ще изгубят стимул за подобряването им, тъй като то ще струва повече, отколкото те ще губят от намаления технологичен разход.

По отношение на разходи за амортизация, РБА, балансова стойност на активите, всичките тези разходи са описани подробно как са изчислени по формулите, които за първи път са били представени в доклада още през 2015 г. Следва се същия подход за всички ценови периоди оттогава досега по начина, по който се е изменило самото изчисление на разходите им през 2015 г. По отношение на нормата на възвръщаемост, предложен е малко по-различен подход, въпреки че работната група се е стремила да направи да се изчислява по еднакъв начин нормата на възвръщаемост за топлофикационните дружества и за електроразпределителните дружества. Подходът е същият, използван е метод на оценка на капиталовите активи за изчисление на нормата на възвръщаемост. Единствената разлика е в периода на данните, които се използват, тъй като за електроразпределителните дружества регулаторният период е тригодишен и няма как нормата на възвръщаемост да се променя за този тригодишен период с взети данни за тригодишен период, докато при топлофикациите са взети за едногодишен период, тъй като там цената се изменя, съответно и нормата на възвръщаемост се преизчислява всяка година. Това е единствената разлика, иначе се използва един и същи подход - с изчисления на безрискова премия, β коефициент на активите, пазарна рискова премия и цена на привлечения капитал по утвърдените формули на метода Capital Asset Pricing Model. Приложени са и корекциите по чл. 38, ал. 5 и ал. 9 от Наредбата с фактора Z и с изпълнение на инвестициите. Тъй като се коригира в края на периода за целия регулаторен период, има едни положителни корекции. Сумите са малки, но е факт, че са положителни при ЕВН и ЧЕЗ, докато при Енерго Про е отрицателна корекцията и съответно е извършена и корекцията с фактора Z за предходния период, като най-голямата е при Енерго Про – над 15 млн. лв. Разходите за балансиране се запазват на ниво утвърдени за предходния ценови период в размер 1,80 лв./MWh. В резултат на това са посочените цени, както и всички изчисления в доклада.

Що се отнася до крайните снабдители, както всяка година, подходът е запазен. Крайните снабдители имат само битови потребители, няма го проблемът с

кроссубсидирането и с различните корекции, така че там е много елементарно. Компонентата за дейността снабдяване с електрическа енергия е запазена утвърдената в предходния ценови период в размер на 7%, както и не са признавани разходи за енергийна ефективност, въпреки че всички дружества са подали искания за признаване на компенсирани разходи във връзка със задълженията за енергийна ефективност. В резултат на този общ подход са изчислени цените на крайните снабдители, като при крайните цени има среднопретеглено изменение от 3,02%. При „ЧЕЗ Електро България“АД е в размер на 4,17%, при „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД - 2,38%, при „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД - 2,13%. Среднопретегленото изменение е 3,02%. Причината е, че при другите дружества е по-висок факторът Z, затова при „ЧЕЗ Електро България“АД е по-високо увеличението. Следва да се отбележи, че въпреки че „ЧЕЗ Електро България“АД са с най-високо увеличение, средната цена на ЧЕЗ е по-ниска от останалите дружества.

И. Н. Иванов отбеляза, че по абсолютни стойности се изравняват.

П. Младеновски каза, че основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката, работната група предлага Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме доклада.

2. Да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени представители на заявителите. Откритото заседание да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране.

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

И. Н. Иванов каза, че следи формирането на средната покупна цена на обществения доставчик – 169,23 лв./MWh. Миксовата цена за клиенти на регулиран пазар е 109,52 лв./MWh. Фондът е в състояние да покрие тази разлика.

П. Младеновски обясни, че съгласно Наредбата в микса влизат производителите по определената им прогнозна цена. Разликата се покрива от цената за задължения към обществото.

И. Н. Иванов допълни, че тя идва от Фонда. Председателят отбеляза, че е видял, че цената за задължения към обществото рязко е намалена и само обстоятелството, че близо два пъти ще се увеличат постъпленията от продажба на емисии на европейската платформа (1 500 млн. лв.), позволява това намаляване на добавката за задължения към обществото на 4,02 лв., защото ако се премахнат тези приходи от Фонда, които служат за това, ще бъде 19,51 лв. Това рязко намаляване се дължи изцяло на постъпленията във Фонда от външната продажба и от 5-те%, както е казал П. Младеновски, които също се увеличават.

П. Младеновски отговори, че ако ги няма приходите нито от 5-те%, нито от емисии във Фонда, цената за задължения към обществото ще бъде много по-висока от тези 20 лв., тъй като много ясно се вижда от таблицата, която е на стр.17 в доклада. Само за ТЕЦ „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД е 15 лв./MWh, за ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД е 11 лв./MWh, за ВЕИ-та е 19,83 лв./MWh и за централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 8,65 лв./MWh. Може да се види, че цената за задължения към обществото е близо 50 лв./MWh. Но повишените приходи във Фонда тази година позволяват, съответно и повишената цена на емисии, и повишената прогнозна пазарна цена, която от друга страна намалява премиите на преференциалните производители, позволява тези големи разходи да са компенсирани именно чрез допълнителни приходи, като разликата е единствено тези 133 млн. лв., които Фондът трябва да досъбере от надбавката за задължения към обществото.

И. Н. Иванов попита очакват ли се в този месец, до финалното решение, събития, които да доведат до съществена промяна спрямо представеното в доклада.

П. Младеновски отговори, че част от събитията вече са настъпили – повишените цени на квотите емисии. Ако този тренд се запази, тази цена следва да се актуализира за финалното решение с актуалните данни към момента. Тя ще окаже влияние върху американските централи, съответно върху цената за задължения към обществото. От друга страна, ще има още по-високи приходи във Фонда от тази цена и по този начин до известна степен ефектът ще бъде нетиран. Основният проблем, тъй като в момента няма определена квота на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД поради ограниченията на чл.21, ал.1, т.21, ако такава бъде определена със заповед на министъра, това ще доведе до увеличение на цената за задължения към обществото, съответно увеличение на цената на обществения доставчик и увеличение на крайните цени.

Р. Осман излезе от залата.

И. Н. Иванов каза, че именно това е имал предвид, защото другите причини са казани и те са валидни и за другите два доклада. Тук се вижда, че действително „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не фигурира сред производителите, които предоставят енергия и позволяват формиране на средна покупна цена, но ако има такава заповед, действително това ще означава промяна по веригата до цената на крайните потребители.

И. Н. Иванов установи, че няма други изказвания и насрочи провеждане на откритото заседание по т.1 за 02.06.2021 г. от 10:40 ч. Председателят обяви срок за представяне на становища - 16.00 часа на 02.06.2021 г. и отбеляза, че заявителите трябва да бъдат предупредени или това да бъде оповестено на интернет страницата на Комисията.

Председателят насрочи закритото заседание за приемане на проект на решение на 03.06.2021 г. от 11.00 часа. Обществено обсъждане на проекта на решение на 07.06.2021 г. от 11.00 часа. Закрито заседание за приемане на окончателно решение ще се проведе на 01.07.2021 г. от 10.00 часа.

И. Н. Иванов подложи на гласуване проекта на решение с направеното допълнение.

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

Р Е Ш И:

1. Приема доклад относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 02.06.2021 г. от 10:40 ч.;

3. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. Определя срок за представяне на становища 16.00 часа на 02.06.2021 г.

5. За присъствено или виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани заинтересованите лица или други, упълномощени от тях представители на дружествата;

6. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

В заседанието по **точка трета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за”** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров – за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова - за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.4. Комисията разгледа доклад относно **утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.**

Административното производство е образувано по подадено от държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ (ДП НКЖИ) заявление с вх. № Е-13-147-2 от 31.03.2021 г. за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 15 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежи цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

С Решение № Ц-20 от 01.07.2019 г. КЕВР е утвърдила на ДП НКЖИ приложим метод на регулиране „горна граница на приходи“ и продължителност на третия регулаторен период – 2 години, както и е утвърдила за първата ценова година на регулаторния период цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 0,13403 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 36 330 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 271 068 MWh.

С Решение № № Ц-30 от 01.07.2020 г. КЕВР е утвърдила на ДП НКЖИ за втората ценова година от третия регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт 0,13524 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 36 659 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 271 068 MWh.

Предвид горното в разглежданото административно производство на ДП НКЖИ следва да се утвърди приложим метод на регулиране, продължителност на периода и цена по чл. 30, ал. 1, т. 15 от ЗЕ. Съгласно чл. 3, ал. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) Комисията с решение определя приложим метод за регулиране на енергийните предприятия, като се ръководи от принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ. Предвид разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ, при метода „горна граница на приходи“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години, като след проведен регулаторен преглед Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. С оглед равнопоставеност с дружествата, осъществяващи дейността „разпределение на електрическа енергия“ в разглеждания случай следва да се прилага методът „горна граница на приходи“ при регулирането на цените за мрежови услуги през електроразпределителната мрежа на ДП

НКЖИ. При този метод за регулиране енергийните дружества са мотивирани да работят по-ефективно, тъй като имат възможност да реализират допълнителна възвръщаемост, ако постигнат определените от КЕВР целеви показатели. Посоченият метод насърчава бизнес активността и повишава ефективността на работа на регулираните дружества, тъй като е свързан с определяни от регулатора показатели за качество и критерии за изпълнението им. Последното е инструмент за осъществяване на регулаторна политика в защита на интересите на клиентите, тъй като необходимите приходи на енергийните предприятия за всеки ценови период се коригират в зависимост от изпълнението на показателите за качество на енергията и за качество на обслужването през предходната година (аргумент от чл. 9 от НРЦЕЕ). Основната цел на регулирането на цените чрез метода „горна граница на приходи“ е създаването на стимули за енергийните предприятия да намаляват своите разходи. Това се постига чрез определяне на приходи, респективно цени, които енергийното предприятие следва да получава за период от няколко години, независимо от размера на разходите, които прави през този период. В тази връзка стимулите предоставят на регулираното предприятие възможност да управлява свободно доходността от дейността си по време на определения регулаторен период. Утвърждаването на необходимите годишни приходи за дейността за първата година от регулаторния период и тяхното изменение с корекционните фактори през останалите ценови години на регулаторния период осигурява по-голяма прогнозируемост и инвестиции, насочени към постигане на целевите показатели, които да гарантират оптимизиране на разходите и подобряване ефективността на работата на дружествата.

При отчитане на горните аргументи и с оглед осигуряване на устойчивост на ценовото регулиране и предвид принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ е обосновано по отношение на ДП НКЖИ да бъде продължено ценовото регулиране чрез метода „горна граница на приходи“. При определяне на продължителността на четвъртия регулаторен период на дружеството следва да бъдат взети предвид обстоятелствата: по-продължителен срок на регулаторния период би довел до по-голяма стабилност и прогнозируемост за ДП НКЖИ и за неговите клиенти; по-кратък регулаторен период ще създаде възможност Комисията да провежда по-ефективен контрол по отношение на извършените разходи за осъществяване на лицензионната дейност, по вид, обем и стойност, обема на извършените инвестиции, да прави оценка на постигнатия икономически ефект и влиянието му върху ефективността на работа, изменението на потреблението на тягова електрическа енергия, влиянието на промените в икономическите условия в страната и др.

С оглед гореизложеното е обосновано да бъде утвърдена продължителност от 3 (три) години на четвъртия регулаторен период за ДП НКЖИ. По този начин във връзка с промяната в структурата на разходите, включени в цената за разпределение на тягова електрическа енергия и инфраструктурните такси, събирани от ДП НКЖИ за достъп до железопътната инфраструктура, ще се балансират стимулите и рисковете, произтичащи от по-продължителен ценови период, както за дружеството, така и за клиентите му.

По силата на чл. 9, ал. 3 от Закона за железопътната инфраструктура (ЗЖИ) ДП НКЖИ е основен управител на железопътната инфраструктура и дейността му е регламентирана в норми на европейското и на вътрешното законодателство. В Регламента за изпълнение (ЕС) 2015/909 на Комисията от 12 юни 2015 година относно реда и условията за изчисляване на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга (Регламент 2015/909) са уредени редът и условията за изчисляване на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга. Според този регламент ДП НКЖИ следва да прилага такси за минимален достъп до железопътната инфраструктура, които се определят на равнището на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга. В чл. 3, пар. 1 от Регламент 2015/909 се

посочва, че преките разходи за цялата мрежа се изчисляват като разликата между, 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. Като преки разходи, които следва да се включат в пакета за минимален достъп съгласно Регламент 2015/909, се определят разходите за поддръжка и ремонт на контактната мрежа, без разходите за амортизации на контактната мрежа, разходите за механизация и разходите за персонал, свързан с експлоатацията на контактната мрежа, т.е. разходите, включени в пакета за минимален достъп, следва да бъдат извадени от цената за разпределение на тягова електрическа енергия.

Съгласно чл. 35, ал. 3 от Закона за железопътния транспорт, размерът на таксите се определя от управителя на железопътната инфраструктура съгласно методика за изчисляване на инфраструктурните такси (пакет за минимален достъп), събирани от управителя на инфраструктурата, приета от Министерския съвет по предложение на министъра на транспорта, информационните технологии и съобщенията.

I. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление с вх. № Е-13-147-2 от 31.03.2021 г. ДП НКЖИ е предложило за първата ценова година от четвъртия регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия в размер на 0,13637 лв./kWh, без ДДС, при следните ценообразуващи елементи:

1. Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 28 636 хил. лв. в т. ч. разходи за закупена електрическа енергия за технологични разходи в размер на 2 544 хил. лв.;

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 9 583 хил. лв.;
3. Регулаторна база на активите (РБА) в размер на 61 584 хил. лв.;
- призната балансова стойност на активите – 56 962 хил. лв.;
- среден номинален размер на инвестициите – 10 626 хил. лв.;
- необходим оборотен капитал – 3 579 хил. лв.;
4. Необходими годишни приходи в размер на 38 921 хил. лв.;
5. Норма на възвръщаемост на капитала 1,14%;
6. Електрическа енергия, разпределена до потребителите на тягова енергия в размер на 285 412 MWh.

II. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на ДП НКЖИ и представения годишен финансов отчет за 2020 г. на дружеството, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

1. Технологични разходи при разпределение на електрическа енергия.

1.1. Размер на технологичните разходи:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ Комисията определя максимални размери на технологичните разходи на електрическа енергия, които могат да бъдат признати при ценовото регулиране при разпределение на електрическа енергия. С Решение № Ц-042 от 27.12.2010 г., Решение Ц-049 от 30.12.2015 г. и Решение № Ц-30 от 01.07.2019 г. КЕВР е

определила на ДП НКЖИ технологичен разход за първия регулаторен период, съответно за втория и третия регулаторни периоди в размер на 15%, съответно 10% и 7% от количеството пренесена активна електрическа енергия.

В заявлението си за утвърждаване на цени ДП НКЖИ посочва, че е извършена експертна оценка на потенциала за енергийна ефективност на съответните мрежи чрез намаляване на технологичните разходи, както и анализ на преноса, разпределението, управлението на товарите и ефективното функциониране на разпределителната мрежа на дружеството. Във връзка с това дружеството е предложило технологичен разход в размер на 4,7% от пренесената електрическа енергия.

При извършения преглед на отчетените данни на дружеството се установява, че е налице тенденция за намаляване на технологичните разходи на ДП НКЖИ за третия регулаторен период. Тази тенденция показва, че дружеството е предприело действия и мерки за оптимизиране, ефективно управление и експлоатиране на електроразпределителната мрежа, което е довело и до намаляване на технологичния разход.

Предвид горното, технологичният разход за пренос на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт през следващия регулаторен период следва да се приеме размер на загубите от 4,7% от пренесената електрическа енергия.

1.2. Цена на електрическата енергия за технологичен разход

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. Прогнозните нива на технологичните разходи по разпределението 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-496 от 21.05.2021 г. е изчислена прогнозна пазарна цена за операторите на електроразпределителни мрежи в размер на 131,27 лв./MWh, разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh, цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 0,49 лв./MWh, цена за пренос през електропреносната мрежа в размер на 11,39 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 4,02 лв./MWh.

2. Разходи за амортизации

Средните разходи за амортизации за четвъртия регулаторен период са определени по следната формула:

$$АМ = (АМ_1+АМ_2+АМ_3)/3 – АМф + (2,5*АМ1+1,5*АМИ_2+0,5*АМИ_3)/3,$$

където:

АМ – средни разходи за амортизации през третия регулаторен период;

$АМ_1$, $АМ_2$ и $АМ_3$ – разходи за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

АМф – средна стойност на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин;

$АМИ_1$, $АМИ_2$ и $АМИ_3$ – разходи за амортизации на инвестициите през съответната година на регулаторния период.

По този начин коректно може да се определи стойността на амортизациите въз основа на конкретния оставащ полезен живот на съществуващите активи за всяка ценова година. За целите на ценообразуването е заложена средноаритметична стойност на разходите за амортизации на съществуващите активи за трите ценови години на четвъртия

регулаторен период, като AM_1, AM_2 и AM_3 отразяват разходите за амортизации на съществуващите активи съответно за 2021 г., 2022 г. и 2023 г.

хил. лв.

1	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи	13 928
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи	- 4 345
3	Амортизация на инвестициите	1 435
4	**Среден годишен разход за амортизации**	**11 017**

3. Регулаторна база на активите

3.1. Балансова стойност на съществуващите активи

АБ = А – Ф – АМ,

където:

АБ – средна балансовата стойност на съществуващите активи за четвъртия регулаторен период;

А – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Ф – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

АМ – амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод.

С оглед изчисляване на стойността на активите, балансовата стойност на активите, която ще бъде включена в РБА за периода, следва да отразява средната стойност на съществуващите възмездно придобити активи за 2021 г., 2022 г. и 2023 г. За целите на изчисляването, балансовата стойност на активите на дружеството към 31.12.2020 г. е коригирана със стойността на амортизационните отчисления за съответните ценови години от третия регулаторен период. В тази връзка стойността на амортизацията за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност, следва да се определи по следната формула, която следва логиката на изчисление на стойността на активите:

$$АМ = АМБ + (3*АМ_1 + 2*АМ_2 + АМ_3 – 6*АМФ)/3 ,$$

където:

АМБ – стойността на натрупаната амортизация към края на базисната година;

$АМ_1$, $АМ_2$ и $АМ_3$ – разходи за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

АМФ – стойността на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин.

1	Балансова стойност на активите към 31.12.2020 г.	152 733
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин	95 772
3	Средна стойност за периода на изведени от експлоатация активи	274
4	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2020 г. (р.1-р.2- р.3)	56 961
5	Средна стойност на амортизациите $(3*АМ_1 + 2*АМ_2 + АМ_3 – 6*АМФ)/3$	19 165
6	**Средна балансова стойност на съществуващите активи за**	**37 796**

	регулаторния период (р.4-р.5)	

3.2. Среден номинален размер на инвестициите

$И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + И_3)/3$

където:

И – среден номинален размер на инвестициите за регулаторния период, хил. лв.;

$И_1$, $И_2$ и $И_3$ – прогнозни нетни инвестиции през съответната ценова година, хил. лв.

Прогнозните нетни инвестиции отразяват прогнозната стойност на инвестициите за съответната година, намалени с инвестициите в активи, придобити по безвъзмезден начин, и амортизациите на възмездно придобитите активи.

С оглед точното позициониране на направените инвестиции през годината и коректното им включване в РБА, за целите на ценообразуването се приема, че всички инвестиции за съответната година са извършени по средата на годината и дружествата следва да реализират възвръщаемост само за половината от годината, през която е извършена инвестицията. Прилагайки горната формула, средният номинален размер на инвестициите е изчислен в размер на 21 661 хил. лв.

3.3. Необходим оборотен капитал

Съгласно чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ в случай, че дружеството не представи информация и необходимите документи за изчисляването на необходимия оборотен капитал или КЕВР приеме, че стойността на оборотния капитал е необоснована, то неговата стойност се определя като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. В тази връзка е извършена корекция по отношение на заявения от дружеството необходим оборотен капитал в размер на 3 511 хил. лв.

4. Експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“.

При изчисляване на експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“ са взети предвид стойността на заявените от дружеството разходи за експлоатация и поддръжка и административни разходи и разходи с общо предназначение, които са намалени с разходите за закупена електрическа енергия за технологичен разход. В тази връзка експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“ са изчислени на 25 992 хил. лв.

5. Норма на възвръщаемост.

Не са извършвани корекции на предложената от ДП НКЖИ стойност на нормата на възвръщаемост в размер на 1,14%.

6. Корекции съгласно чл. 38, ал. 5 и ал. 9 от НРЦЕЕ

Според чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 2 от НРЦЕЕ при метода за ценово регулиране „горна граница на приходи“ Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийните предприятия за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка според чл. 38,

ал. 5 от НРЦЕЕ при този метод за ценово регулиране КЕВР прилага и за първата година от регулаторния период корекция с инвестиции, като корекцията отразява неизпълнението на инвестиционната програма за предходния регулаторен период, намалено с приложените през ценовите му периоди годишни корекции за инвестиции. Съгласно чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ за първата година от регулаторния период КЕВР може да приложи корекция с фактора Z.

6.1. Корекция съгласно чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ

По отношение на извършените от ДП НКЖИ инвестиции е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период, в размер на (минус) -977 хил. лв.

		2019 г. *(И1)*	**2020 г. *(И2)***
		отчет	**отчет**
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	15 710	7 633
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	14 950	4 487
3	Нетна амортизация, An, хил. лв.	0,43	0,104
4	Номинален размер на инвестициите , хил. лв. (р.1-р.2-р.3)	760	3 146
5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. *И = (1,5*И1 + 0,5*И2)/2*	1 356	
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-30 от 01.07.2019 г. , хил. лв.	7 772	
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите *(1,5*А1 + 0,5*А2)/2,* съгласно стойностите, посочени на р.3, хил. лв.	58	
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-30 от 01.07.2019 г. , хил. лв.	473	
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*1,15%*2+(р.7-р.8)*2	-977	

6.2.Корекция чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ

Приложена е корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z, на стойност (минус) – 2 133 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.\%}}{1-ТР_{одоб.\%}} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.\%}}{1-ТР_{одоб.\%}} * Ц_{тр1.}\right)_{t-1} \pm Р_{t-2}$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи на дружеството – 36 330 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 38 599 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 01.07.2020 г. до 31.03.2021 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2021 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 271 068 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 285 412 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 01.07.2020 г. до 31.03.2021 г., както и прогноза за месеците април, май и юни 2020 г.;

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

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране съгласно Решение № Ц-30 от 01.07.2020 г. на КЕВР;

$Ц_{тр.1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране съгласно Решение № Ц-30 от 01.07.2020 г. на КЕВР;

В резултат на направените изчисления на ценообразуващите елементи, цената за разпределение на тягова електрическа енергия по железопътните мрежи за първата ценова година на четвъртия регулаторен период е в размер на 0,12898 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 36 813 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 285 412 MWh.

Изказвания по т.4.:

Докладва М. Трифонов. За дружеството започва четвърти регулаторен период. Аналогично на останалите електроразпределителни дружества е запазен методът на регулиране, продължителността на периодите е определена на 3 години. Направен е анализ и корекция на ценообразуващите елементи. Единият е технологичният разход. Не е извършена корекция на заявеното от заявителя – 4,7%, тъй като е установено, че през всеки следващ регулаторен период дружеството снижава този процент на технологичен разход. Изчислена е РБА, нормата на възвръщаемост е съобразена с искането на заявителя. Тя е в размер на 1,14%. При дружеството са извършени две корекции, и двете негативни. Едната е с фактора Z, а другата с неизпълнението на инвестиционната им програма. Факторът Z е на стойност (минус) -2 133 хил. лв., а с неизпълнената инвестиционна програма е (минус) -977 хил. лв.

В резултат на направените изчисления на ценообразуващите елементи, цената за разпределение на тягова електрическа енергия по железопътните мрежи за първата ценова година на четвъртия регулаторен период е изчислена в размер на 0,12898 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 36 813 хил. лв. и пренесена електрическа енергия 285 412 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 Комисията да вземе 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. Откритото заседание да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране.
3. Приетият доклад, датата и часът на откритото заседание да бъдат оповестени на

интернет страницата на КЕВР.

И. Н. Иванов установи, че няма изказвания и насрочи провеждане на откритото заседание по т.2 от проекта на решение за 02.06.2021 г. от 11:10 ч. Председателят обяви срок за представяне на становища - 16.00 часа на 02.06.2021 г. (касае се за становище от ДП НКЖИ). Председателят насрочи закрито заседание за приемане на проект на решение на 03.06.2021 г. от 11.00 часа. Обществено обсъждане на проекта на решение - 07.06.2021 г. от 12.00 часа. Закрито заседание за приемане на решение на КЕВР - 01.07.2021 г. от 10.00 часа.

И. Н. Иванов подложи на гласуване проекта на решение с направеното допълнение.

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

Р Е Ш И:

1. Приема доклад относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 02.06.2021 г. от 11:10 ч.;

3. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. Определя срок за представяне на становища 16.00 часа на 02.06.2021 г.

5. За присъствено или виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани лицата, представляващи ДП НКЖИ, или други упълномощени от тях представители на дружеството;

6. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

В заседанието по **точка четвърта** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за”** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров – за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова - за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-494 от 21.05.2021 г. относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW;

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 за разглеждане на проекта на решение по т.2 на 03.06.2021 г. от 10:00 ч.;

4. Общественото обсъждане по т. 3 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

5. За участие в общественото обсъждане на проект на решение по т. 2 да бъдат поканени чрез съобщение на интернет страницата на Комисията заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

6. Проектът на решение, датата и часът на общественото обсъждане по т. 3 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

По т.2. както следва:

1. Приема доклад относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“ от 01.07.2021 г.;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 02.06.2021 г. от 10:00 ч.;

3. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. Определя срок за представяне на становища 16.00 часа на 02.06.2021 г.

5. За присъствено или виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани заинтересованите лица или други, упълномощени от тях представители на дружествата;

6. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

По т.3. както следва:

1. Приема доклад относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 02.06.2021 г. от 10:40 ч.;

3. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. Определя срок за представяне на становища 16.00 часа на 02.06.2021 г.

5. За присъствено или виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани заинтересованите лица или други, упълномощени от тях представители на дружествата;

6. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

По т.4. както следва:

1. Приема доклад относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 02.06.2021 г. от 11:10 ч.;

3. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. Определя срок за представяне на становища 16.00 часа на 02.06.2021 г.

5. За присъствено или виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани

лицата, представляващи ДП НКЖИ, или други упълномощени от тях представители на дружеството;

6. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-494 от 21.05.2021 г. и проект на решение - определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW;

2. Доклад № Е-Дк-495 от 21.05.2021 г. - Извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“ от 01.07.2021 г.;

3. Доклад с вх. № Е-Дк-496 от 21.05.2021 г. - утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“;

4. Доклад с вх. № Е-Дк-497 от 21.05.2021 г. - утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР: **ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

..... **ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ**

(Г. Добрев)

.....

(Р. Осман)

.....

(А. Йорданов)

.....

(В. Владимиров)

.....

(Г. Златев) **ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

..... **Р. ТОТКОВА**

(Е. Харитонова)

Протоколирали:

(Н. Косев - главен експерт)

(А. Фикова - главен експерт)